



# **INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS**

## **Modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión**

Mayo 2019



## Resumen Observaciones recibidas durante el Proceso de Consulta Pública

ID	Observante	Fecha de Recepción	Observaciones
1	Acesol	18-02-2019	34
2	CIGRE	16-02-2019	2
3	Colbún S.A.	18-02-2019	1
4	EEAG	18-02-2019	45
5	IA INGENIERIA SpA	01-02-2019	8
6	Sergio Barrientos Burgué	18-02-2019	28
7	Solcor SpA	07-02-2019	4
Total			122

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
1	Sergio Barrientos Burgué	1-1	El modo de conexión a las redes del concesionario, como lo establece el DFL 4, puede hacerse directamente o a través de líneas de propiedad de terceros. Por otra parte, la Ley 20.571 establece el derecho de los propietarios de EG para el consumo propio de la energía generada y para la inyección de los excedentes de generación a las redes de distribución. No es una ley restringida al autoconsumo de energía generada por EG.	La presente norma técnica establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación, EG, cuya capacidad instalada total no supere el límite que se establece en la Ley 20.571, conectados en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, <b>a través de líneas propias o de terceros</b> , en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° bis del Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y de lo previsto en el Decreto N° 71, del 4 de Junio 2014, modificado por el Decreto N°103, ambos del Ministerio de Energía, que aprobó el Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, y que se dispongan para el consumo propio de Usuarios o Clientes Finales sujetos a fijación de precios <b>y asimismo para la inyección de sus excedentes de generación a las redes de distribución.</b>	Se incorpora referencia a Inyecciones, no se observa necesario incorporar que la conexión a las redes de concesionarios se puede realizar a través de líneas propias o de terceros.	Parcialmente
2	Acesol	1-2	Se indica que las empresas distribuidoras no podrán imponer sus propias condiciones de conexión, pero quizás sería bueno que tuvieran la obligación de informar respecto a esta NT a sus usuarios		No se observa necesario incorporar la exigencia ya que la normativa es pública y de acceso de cualquier interesado.	No
3	EEAG	1-3	El artículo faculta a SEC para aplicar nuevas normas a requerimiento de algún solicitante. Sin embargo, en el artículo no quedan establecidos los plazos de promulgación, vigencias de las nuevas normas y medio de notificación por parte de la Superintendencia, por lo que se solicita complementar el artículo con lo antes indicado.		La norma técnica no establece nuevas facultades a la Superintendencia, se explicitan atribuciones establecidas en la Ley. En ese orden de ideas, la Superintendencia tiene la facultad de establecer el procedimiento en forma y plazos para la elaboración de sus normas.	No
4	EEAG	1-5	Se solicita establecer en la presente norma técnica el procedimiento en caso de existir controversia entre la empresa distribuidora y el propietario de un EG. Además, se propone que de existir controversias los procesos y plazos en el alimentador en cuestión, quedarán suspendidos hasta que SEC resuelva dicha controversia.		En el Reglamento se regula el proceso de controversias. En caso de controversia los plazos del EG que se encuentran en esa situación quedan suspendido, no así otros procesos del mismo Alimentador.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
5	Sergio Barrientos Burgué	1-6	En este artículo de la norma, cabe destacar que la decisión de un cliente regulado de instalar EG es función de las variables económicas que éste ha enfrentado en un determinado instante del tiempo, en su calidad de cliente regulado. Por lo mismo y tal como se resguardarían las decisiones de inversión de las centrales de generación que en el futuro participarán en el suministro a clientes regulados, producto de las licitaciones realizadas en distribución, es esperable que se resguarden los fundamentos de los clientes regulados que hubieren optado por instalar EG, excepto que ellos voluntariamente acepten migrar a una condición distinta, como lo sería pasar a tener la calidad de PMGD. Ello adquirirá especial relevancia si en el futuro cercano se disminuye el límite de capacidad instalada para calificar como cliente no regulado.	En caso que el Usuario o Cliente Final sujeto a fijación de precios propietario de un EG opte por un régimen de precio libre, según lo dispuesto en el literal d del artículo 147° de la LGSE, <b>a elección el cliente el EG podrá continuar sujetándose a la presente norma y su Reglamento o, alternativamente,</b> adoptará la calidad de PMGD, debiendo verificar <b>en este último caso</b> las exigencias establecidas en la normativa correspondiente.	No es posible que el propietario del EG cambie a un régimen de precio libre siga sujeto a las disposiciones de Netbilling, dado que legalmente corresponden a clientes sujetos a fijación de precio. Se aclara que el cliente libre con EG puede acogerse a calidad de autoconsumo sin inyectar excedentes o a PMGD.	No
6	Acesol	1-6	Si el Cliente final opta por un régimen de precio libre adopta la calidad de PMGD. En la NTCO se habla de una potencia excedentaria mayor a 100kW pero no queda claro si se abre la puerta para generadores menores		La NTCO no establece un mínimo de capacidad instalada.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
7	EEAG	1-6	<p>El artículo establece, en términos generales, lo que sucederá cuando el propietario de un EG cambie de régimen de precio desde cliente regulado a cliente libre, indicando que dicho EG tendrá que adoptar la calidad de PMGD, sin establecer el proceso que deberá realizar el EG para dicho cambio.</p> <p>Se solicita ahondar en las indicaciones, estableciendo que el EG tendrá que cumplir con las exigencias de un Coordinado. Esto es, cumplir con las exigencias y requisitos establecidos por la regulación de PMGD e indicar que el EG deberá dejar de inyectar energía hasta no cumplir con la normativa relacionada. Además, se solicita incorporar la posibilidad de que un EG pase a ser de autogeneración en caso de que el cliente no quiera actuar como PMGD. Asimismo, las diversas disposiciones de la Superintendencia indican que el límite inferior de un PMGD es de 100 [kW], por ello, dichos documentos deberán ser modificados para eliminar dicha restricción y no se pueda limitar el cambio de régimen.</p>	<p>Se solicita agregar el siguiente inciso final: <b>Las instalaciones del Cliente no podrán inyectar energía hasta que el proceso de cambio de régimen sea finalizado y haya dado cumplimiento a las exigencias normativas para ser tratado como PMGD. En caso que el interesado lo desee, sus instalaciones podrán ser tratadas como de autogeneración, eliminando la posibilidad de inyectar energía a la red, para lo cual deberá dar cumplimiento al instructivo técnico que establece los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de autogeneración en instalaciones de consumo de energía eléctrica, que operan en paralelo con la red de distribución y no inyectan energía a la red de distribución, o la normativa que instruya la Superintendencia para estos casos.</b></p>	<p>Se aclara que el cliente libre con EG puede acogerse a la calidad de autoconsumo sin inyectar excedentes o a PMGD. Se precisa que en caso de adoptar la calidad de PMGD debe cumplir las exigencias correspondientes.</p>	Parcialmente
8	Acesol	1-6	<p>Se exige que si un EG opta por un régimen de precio libre, el EG adoptará la calidad de PMGD, sin embargo esto limita innecesariamente, ya que existen otras opciones más.</p>	<p>...el EG adoptará la calidad de PMGD, <b>autoconsumo sin inyección u otra calidad permitida como por ejemplo implementar un fasttrack para proyectos ya certificados como netbilling para realizar el cambio a PMGD sin barreras. Además se debe considerar implementar los cambios a PMGD con contengan facilitar facturación y administración. En el mejor caso se debería permitir dejar el sistema funcionar como netbilling sin la posibilidad de ampliar.</b></p>	<p>No es posible que el propietario del EG cambie a un régimen de precio libre siga sujeto a las disposiciones de Netbilling, dado que legalmente corresponden a clientes sujetos a fijación de precio. Se aclara que el cliente libre con EG puede acogerse a calidad de autoconsumo sin inyectar excedentes o a PMGD.</p>	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
9	Colbún S.A.	1-6	<p>Es admisible entender que el cambio de la calificación del EG a PMGD, como consecuencia del cambio de régimen de cliente regulado a cliente libre, tendría su fundamento en que a los clientes regulados con Netbilling se le descuenta de su saldo lo correspondiente a inyecciones a la red, de manera que, pasando estos a ser clientes libres, ya no tendrían cuenta con las distribuidoras y no se les podría descontar por su inyección.</p> <p>No obstante, un cambio de calificación de EG a PMGD obligatorio, puede suponer un riesgo o traba para que los clientes regulados puedan optar a régimen libre, considerando las nuevas exigencias o tratamientos que le deben dar a su EG por pasar a ser PMGD y que pueden estar fuera de sus capacidades.</p> <p>En efecto, los requerimientos y capacidades técnicas, operativas y comerciales necesarias para participar del Netbilling son distintas a los requerimientos para operar un PMGD, lo que podría traerles costos extras, incluso cuando éste no quiera entrar en el negocio de generación.</p> <p>Además, el articulado propuesto falta de la siguiente información:</p> <p>1.- No se especifica qué sucede con el EG si al momento de realizarse el cambio a cliente libre, no cumple con la normativa vigente para ser PMGD. ¿El EG sigue con su regulación hasta que cumpla con las nuevas exigencias?</p> <p>2.-Especificar qué sucede en el caso contrario de cambio (cliente libre a regulado)</p>	<p>Se recomienda eliminar el cambio obligatorio de EG a PMGD en caso de que un cliente cambie de régimen regulado a uno de tarifa libre, y condicionarlo a la finalidad que el EG efectivamente tenga. Si en la práctica el EG está destinado mayoritariamente a inyectar energía a la red, es aceptable que este cambie su calificación a PMGD. Si su finalidad es autoabastecimiento, el cliente debería poder elegir si continuar con la regulación aplicable a los EG y sólo autoabastecerse o cambiarse al esquema PMGD.</p>	<p>Se aclara que el cliente libre con EG puede acogerse calidad de autoconsumo sin inyectar excedentes o a PMGD. Se precisa que en caso de adoptar calidad de PMGD no se podrán efectuar inyecciones hasta que se compruebe el cumplimiento de las exigencias correspondientes.</p>	Parcialmente
10	IA INGENIERIA SpA	1-7	Agregar ID	ID: numero identificacion del transformador de la empresa distribuidora	Se agrega abreviatura ID y se aclara en el cuerpo normativo que corresponde al ID del transformador.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
11	EEAG	1-8	Se solicita modificar redacción tendiente a definir que las adecuaciones necesarias las realizará la empresa distribuidora. Asimismo, se solicita aclarar si las Adecuaciones son modificaciones del empalme hacia las instalaciones del cliente o del empalme hacia las instalaciones de la empresa distribuidora para hacer una mayor distinción entre Adecuaciones y Obras adicionales, donde las Adecuaciones serán en instalaciones del EG y las Obras adicionales en la redes de distribución.	<b>Adecuaciones:</b> Obras físicas menores, <del>y trabajos en la red de distribución eléctrica, realizadas por la empresa distribuidora,</del> necesarias para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica, que deban ser solventadas por el propietario del EG, tales como el cambio en la capacidad del empalme.	En el artículo 4-1 se encuentra la disposición que señala que las Obras Adicionales o Adecuaciones, serán de cargo el propietario del EG, y que la Empresa Distribuidora debe realizar la ejecución de las mismas.	No
12	IA INGENIERIA SpA	1-8	Agregar punto 33	Medidor EG. Es el medidor propio del generador. Esta medida permite conocer la demanda abastecida en autoconsumo.	No se observa la necesidad de agregar definición.	No
13	Sergio Barrientos Burgué	1-8	La definición es confusa pues en un comienzo dice que alimentador es un circuito que forma parte de la red de distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, y por otra parte dice que el Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir Alimentadores con más de un propietario. En la práctica existen clientes en alimentadores que desde la subestación primaria hasta el punto de conexión del cliente tienen más de un propietario.	Alimentador: Circuito que forma parte de la red de distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, desde donde recibe energía, hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de Clientes y Usuarios, <b>Cada tramo del Alimentador</b> será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir <b>tramos de Alimentadores</b> con más de un propietario.	Dicha definición se encuentra en la NTD. Se definió e Alimentador de esa forma para resguardar que éste sea propiedad de una empresa distribuidora y no de varias, de manera de establecer claramente la propiedad y que el cliente pueda identificar a que concesionaria se conecta.	No
14	Sergio Barrientos Burgué	1-8	La definición Inyección de Excedentes Permitida no se encuentra establecida en el Reglamento vigente.	La eventual aplicación de esta definición y de todo el articulado relacionado con ella debiera quedar condicionada a la entrada en vigencia del nuevo Reglamento net billing.	La norma puede establecer disposiciones normativas mandatadas en la Ley ya que ésta es de jerarquía superior que el Reglamento. En caso que las modificaciones Reglamentarias, provoquen modificaciones normativas éstas deberán ser realizadas cuando corresponda.	No
15	Sergio Barrientos Burgué	1-8	En la definición de punto de repercusión se establece que éste corresponde al punto de referencia para juzgar las repercusiones de un EG sobre el SD. Sin embargo, en las fórmulas establecidas en el Capítulo 4, Capacidad Instalada permitida, Inyección de Excedentes Permitida y Estudios de Conexión, se fijan puntos de repercusión distintos y en otros puntos del SD.	Corregir en los Capítulos 3 y 4 el punto del SD en que se deben efectuar los cálculos de las fórmulas o evaluar las posibles repercusiones.	Las repercusiones se analizan sobre todo el SD. Se elimina el concepto de "Punto de repercusión" para que no genere confusiones.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
16	EEAG	1-8	Revisar definición de Anti-Isla	La definición de Anti-isla debería ser la número 3, corrigiéndose todos los números posteriores.	Se acoge	Sí
17	EEAG	1-8	Según lo indicado por la Ley, sólo los clientes regulados puede contar con EGs, por lo que se propone nueva redacción para esta definición. Alternativamente, sería necesario modificar las referencias a los Clientes en el texto de la NT, acotando en cada oportunidad que se trata de los Clientes sujetos a fijación de precios.	<b>Cliente:</b> Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico <b>que sea considerado un cliente regulado.</b> <del>Adicionalmente se considerarán Clientes, sean éstos regulados o libres, a aquellos que realizan retiros desde el Sistema de Distribución.</del> Para efectos de esta NT, se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo a la definición establecida en el numeral <del>32</del> <b>31</b> del presente artículo.	Se utiliza definición de la NTD. Se considera necesario mantener a los clientes libres para efectos de los análisis de impacto a la RD. Sin perjuicio de lo anterior, en el Artículo 1-1 Generalidades se aclara que las exigencias normativas aplican a Usuarios Finales sujetos a fijación de precio con EG.	No
18	EEAG	1-8	Se solicita incorporar definición de "EG previsto a conectar".	<b>EG previsto a conectar: Se considerará pronto a conectar a un EG cuando haya realizado la solicitud de conexión y realizado los pagos pertinentes para su conexión.</b>	No se observa necesario incorporar la definición ya que la disposición se encuentra en el artículo 4-1	No
19	EEAG	1-8	Se solicita incorporar definición de "PMGD previsto a conectar".	<b>PMGD previsto a conectar: Se entenderá por PMGD previstos de conectar a aquellos que cuenten con su Informe de Criterios de Conexión aprobado y vigente</b>	No se observa necesario incorporar la definición ya que la disposición se encuentra en el artículo 4-1	No
20	Acesol	2	Favor especificar los plazos que tiene que cumplir la distribuidora para tener disponible a público la información y base de datos que pide el artículo		En el artículo 2-8 se indica que la información debe ser publicada mensualmente. En el Artículo 2-7 se señala que las bases de datos deben publicarse una vez terminado y aprobado el estudio. En relación a los plazos de implementación, estos se encuentran en el Artículo 6-1 de las disposiciones transitorias.	No
21	Sergio Barrientos Burgué	2-1	La información en la plataforma de acceso público debe quedar disponible para terceros prestadores de servicios en distribución. En caso contrario se constituirá en una barrera de entrada a nuevos servicios toda vez que en la práctica sólo los clientes o usuarios con conocimientos técnicos de electricidad podrán hacer uso de tales sistemas y de su información. Los mercados competitivos se forman sólo con acceso público a la información.	Las empresas deberán mantener a disposición de sus Usuarios o Clientes Finales, <b>así como a disposición de prestadores de servicios en distribución debidamente registrados en las empresas distribuidoras,</b> información técnica de sus instalaciones, información de Medios de Generación Distribuida e información específica por Usuario o Cliente. Para ello deberán disponer de una plataforma de acceso público en su sitio web publicando información relevante para los Clientes o Usuarios que deseen conectar un EG al SD <b>y para los prestadores de servicios en distribución.</b>	Se modifica de la siguiente forma: "Las empresas deberán mantener a disposición de sus Usuarios o Clientes Finales u otros interesados...". En el artículo 2-3 se norma la información que debe encontrarse pública, en el artículo 2-4 información de acceso de clientes o usuarios y en artículo 2-5 información por cliente o usuarios con EG.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
22	Acesol	2-1	Se establece que las distribuidoras deberán mantener a disposición de sus Usuarios o Clientes Finales información técnica de sus instalaciones, información de Medios de Generación Distribuida, información específica por Usuario o Cliente e información relevante para los Clientes o Usuarios que deseen conectar un EG al SD. ¿Esto aplica para PMGDs? ¿Ya no sería necesario un F1?		No se encuentra propuesta. Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones de los artículos 2-3 y 2-6 corresponden a exigencias de publicidad para conocimiento de cualquier interesado. La información que deba ser publicada en conformidad con el artículo 2-4 es para conocimiento de clientes o usuarios y la información que deba ser publicada en conformidad al artículo 2-5 es para acceso de clientes o usuarios con EG.	No se encuentra propuesta.
23	Acesol	2-2	Se indica que la información suministrada por las empresas deberá estar debidamente actualizada y representar fehacientemente el estado de sus Redes de Distribución. En base al Artículo 2-3 se entiende que esto hace referencia a las instalaciones, pero parámetros como niveles de tensión u otros también deberían ser considerados para para que la distribuida se “comprometa” a un nivel de servicio mínimo (este problema ya se ha discutido con la SEC)		No se encuentra propuesta. Sin perjuicio de lo anterior, se establecen requisitos de publicación sobre niveles de tensión en el artículo 2-3.	No se encuentra propuesta

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
24	EEAG	2-2	Se solicita incorporar mayores detalles respecto al alcance de la publicación y disponibilidad de la información.	<p>Se solicita reemplazar el artículo por el siguiente texto:  "La información suministrada por las empresas deberá estar debidamente actualizada y representar fehacientemente el estado de sus Redes de Distribución <b>al momento de su actualización, el cual será indicado en dicha plataforma. La actualización de esta información se realizará de manera semestral y según el ingreso de nuevas solicitudes de conexión. Sin perjuicio de esto, si la empresa detecta alguna modificación relevante podrá realizar la actualización de esta.</b></p> <p>La información publicada no podrá considerarse como un pronunciamiento en orden a que la conexión del EG es aceptada o rechazada, debiendo realizarse siempre los trámites pertinentes del procedimiento al cual se hace referencia en el Capítulo 3. La Superintendencia deberá tener acceso a la plataforma y a toda la información contenida en ella, pudiendo auditar los sistemas y la referida información contenida en los mismos cuando lo considere necesario. Asimismo, podrá definir el formato de la información contenida en la plataforma, <b>entregando los plazos adecuados para su implementación y considerando los requerimientos de la presente norma</b>"</p>	<p>En el Artículo 2-8 se indica que "Las Empresas Distribuidoras deberán realizar la actualización de la información señalada del Artículo 2-3 al Artículo 2-6 mensualmente. La información deberá representar el estado normal de la red al momento de la actualización."  No se encuentra justificación para realizar actualización de manera semestral ya que no se deben representar los dinamos producto de la operación.</p>	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
25	Sergio Barrientos Burgué	2-3	Para que la información detallada en este artículo sea efectivamente útil debe ser geo referenciada en formato google earth, por una parte, y la potencia de corto circuito debe entregarse en los puntos solicitados por los interesados.	Las Empresas Distribuidoras deberán publicar al menos la siguiente información, <b>geo referenciada en formato google earth</b> : a. Topología de Alimentadores de MT (nombre, tensión, capacidad, número de fases, tipo de conductor y transformador asociado). b. Tensión de la Red en kV. c. Potencia de corto circuito en la cabecera de los Alimentadores de MT <b>y en los puntos que soliciten los clientes y prestadores de servicios en distribución</b> . d. Capacidad instalada de generación total conectada por transformador de distribución y por Alimentador de MT (Incluyendo PMGD y EG). e. Información técnica de transformadores de distribución (ID, capacidad en kVA, tipo de conexión y tensiones en kV/kV). f. Demandas máximas y mínimas de los Alimentadores de MT para cada mes en condiciones normales de operación, excluyendo escenarios de traspaso de carga.	El alcance del artículo es establecer exigencias de publicación de antecedentes que vayan siendo actualizadas mensualmente y no ante requerimientos, como se propone al señalar "En los puntos que soliciten los clientes y prestadores de servicios de distribución". Sin perjuicio que el transitorio permite actualizar la información bajo requerimientos de conexión, no de información. Para efectos de requerimientos de información cuando esta no se encuentre disponible en la plataforma se establece el Artículo 2-9.	No
26	IA INGENIERIA SpA	2-3	Aclarar si se trata de demandas de 12 meses pasados o previstas	Demandas máximas y mínimas <b>previstas</b> de los Alimentadores de MT para cada mes en condiciones normales de operación, excluyendo escenarios de traspaso de carga.	Se refiere a demandas históricas, se incorpora precisión.	Parcialmente
27	IA INGENIERIA SpA	2-3	Agregar punto g	Plano kmz con trazado del alimentador, secciones de conductor y cargas conectadas	Se incorpora el requerimiento con modificaciones.	Se acoge parcialmente
28	Acesol	2-4	¿Por qué no se incluye la factibilidad de conexión de un EG o la potencia máxima conectable la distribuidora ya dispone de toda la información?		En la discusión normativa se determinó que la información relativa a capacidad máxima a conectar surgiría como respuesta de las solicitudes de conexión y no como información que constantemente tuviese que estar evaluando la Distribuidora puesto que requiere esfuerzos de estimaciones y actualizaciones permanentes en atención al dinamismo de las redes de distribución.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
29	Sergio Barrientos Burgué	2-4	El historial de consumos de energía y potencia (activa y reactiva), junto con el historial desglosado de todos los cargos netos del suministro, serán de utilidad si incluyen los últimos 60 meses. Tanto para fines de la presente norma como para fines de fijación de tarifas de distribución. Además deben ser de acceso a otras personas debidamente autorizadas por el cliente de la distribuidora.	El usuario final a partir de su número de cliente, R.U.T y clave personal, <b>o un tercero debidamente autorizado</b> , podrá acceder al menos a la información general correspondiente a dicho usuario junto con la siguiente información: a. Dirección del suministro. b. Historial de consumo mensual de al menos los últimos <b>60</b> meses de <b>energía y potencia activas y reactivas</b> . c. Capacidad del empalme en kW. d. Historial <b>desglosado</b> de todos los cargos netos de suministro de los últimos <b>60</b> meses. e. Información Técnica del transformador asociado a su empalme (ID, capacidad en kVA, tensiones en kV/kV).	El tercero debidamente autorizado por el cliente siempre podrá acceder con la clave y el RUT de éste. El cliente al momento de proporcionarle dicha información autoriza que el tercero acceda a los antecedentes. El plazo de los últimos 36 meses permite hacer los análisis requeridos para reconocimiento de inyecciones y remanentes.	Parcialmente
30	EEAG	2-5	Por temas de seguridad y confidencialidad de la información, se solicita incluir que el acceso a dicha información será por medio del número de cliente, R.U.T y clave personal.	Se solicita reemplazar el artículo por el siguiente texto: En el caso de que el usuario que posea un EG conectado, podrá acceder al menos a la información general referida en el Artículo 2-4 junto con la siguiente información, <b>a partir de su número de cliente, R.U.T y clave personal</b> : a. Visualizar las últimas 24 facturas o boletas de suministro. b. Visualizar los últimos 24 anexos de facturas o boletas de inyecciones. c. Gráficos de inyecciones y consumo de los últimos 12 meses. d. Historial de lectura de consumo e inyecciones de los últimos 36 meses. e. Historial de facturación de consumo e inyecciones de los últimos 36 meses. f. <b>Contabilidad de los remanentes no</b> utilizados de los últimos 5 años. En pesos g. Forma y fecha liquidación de remanentes estipulada en el contrato de conexión del EG. h. Indicador en display para verificar energía consumida e inyectada según tipo de medidor.	Se acoge precisar que debe acceder con número de cliente RUT y clave personal. No se encuentra justificación sobre modificación literal f.	Parcialmente
31	Sergio Barrientos Burgué	2-5	En este caso también es de utilidad contar con la información de los últimos 60 meses. No sólo para la contabilidad de los remanentes utilizados.	Modificar todos los plazos a 60 meses.	Se aumentan algunos plazos a 36. Los plazos establecidos permiten hacer los análisis requeridos para reconocimiento de inyecciones y remanentes y evaluación de inyecciones y consumos.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
32	EEAG	2-7	Se propone modificación al texto para aclarar que los consumos son representados con una carga equivalente.	Se solicita reemplazar el artículo por el siguiente texto: Las Empresas Distribuidoras deberán publicar las bases de datos que utilizan para la realización de los estudios técnicos a los que se refiere el TÍTULO 4-2. En la base de datos se deberán encontrar modeladas las redes de distribución, con sus usuarios y consumos representados como una carga equivalente, que hayan sido consideradas para dichos estudios.	La propuesta no permite evaluar el efecto generado por la conexión de un EG por cada consumo. Sin perjuicio de lo anterior, la base de datos que se debe publicar debe ser la misma utilizada para la realización del estudio, y por lo tanto se debe mantener la representación de consumos que use la Empresa Distribuidora.	No se acoge
33	CIGRE	2-7	Dada la relevancia que tiene la base de datos para el conocimiento de los clientes es que este activo crítico debe estar debidamente protegido a nivel de seguridad de red como también de la protección de datos personales, dada la importancia que tiene este último, ya que en Junio del 2018 se publicó la Ley 21.096, reforma constitucional que consagra el Derecho a la Protección de los Datos Personales en Chile. Artículo 19.- La Constitución asegura a todas las personas: 4º.- El respeto y protección a la vida privada y a la honra de la persona y su familia. Asimismo, la protección de sus datos personales. El tratamiento y protección de estos datos se efectuará en la forma y condiciones que determine la ley.	Las Empresas Distribuidoras deberán velar por la debida protección de la Base de Datos a nivel de la seguridad de red y el cumplimiento de la Protección Legal de Datos Personales basada en la actual ley 19.628 o en las leyes que a futuro puedan surgir de la Protección de Datos Personales en territorio nacional.	La representación de la demanda no debiese revelar información personal. Sin perjuicio de aquello, la normativa vigente resguarda la protección de datos personales, por lo que no se observa necesario incorporar la propuesta.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
34	EEAG	2-8	Las redes de distribución tienen un gran dinamismo, por lo que el traspaso de la información a las plataformas correspondientes requiere de un tiempo considerable debido a los procesos de análisis y validación necesarios. Adicionalmente,, las actualizaciones de las bases de datos de las redes de las distribuidoras involucran un gran trabajo para las empresas, enfocando recursos de otros trabajos para actualizar estas bases de datos. Por ello, se solicita que las actualizaciones deben ser realizadas con una periodicidad semestral en el caso de los artículos 2-3 y mensualmente para los artículos 2-4, 2-5 y 2-6. Por otra parte, considerando que, actualmente, solo en un 2% de los alimentadores existen solicitudes de conexión o EG conectados, para que la implementación de este sistema sea efectuado de una forma costo efectiva, se solicita incorporar que la información en la plataforma corresponda a la de los alimentadores donde existen solicitudes de conexión o EG conectados.	Se solicita reemplazar el artículo por el siguiente texto:  Las Empresas Distribuidoras deberán realizar la actualización de la información señalada del Artículo 2-3 <b>semestralmente</b> <del>al</del> <b>y de los</b> Artículo 2-4, 2-5 y 2-6 <b>mensualmente</b> . La información deberá representar el estado normal de la red al momento de la actualización. <b>Sin perjuicio de esto, si la empresa detecta alguna modificación relevante, podrá de mutuo propio realizar la actualización de esta. La empresa distribuidora mantendrá actualizada y cargada en la plataforma, la información de los alimentadores donde existen EG interesados en conectarse o EG en operación.</b>	El Artículo 2-8 señala que la actualización deberá representar el Estado Normal de Red entendiéndose que no es necesario representar todos los tipos de configuraciones que se produzcan producto del dinamismo de la operación de las redes, es por esto que no se requiere disminuir la periodicidad de la actualización del Artículo 2-3 a una periodicidad semestral.	No
35	Sergio Barrientos Burgué	2-9	La información también puede solicitarla un tercero debidamente autorizado por el cliente		El reglamento en el Artículo 7º bis, permite lo señalado, ya que dispone lo siguiente “Para efectos del procedimiento regulado en el presente Título, el Usuario o Cliente Final podrá actuar a través de terceros mediante el otorgamiento de un poder simple.”	Parcialmente
36	EEAG	3-1	Se solicita indicar que el proceso de conexión y la firma del contrato deberá ser realizado por el cliente, siendo éste la única persona habilitada para la firma del contrato con la empresa distribuidora.	Se solicita reemplazar el inciso final por el siguiente: La instalación de un EG deberá ser requerida por el Cliente y ejecutada por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia, en conformidad a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes e instrucciones de carácter general de la Superintendencia, y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas.	La instalación de un EG podría ser requerida por un tercero de acuerdo al Artículo 7 bis del Reglamento. La firma debe hacerla el cliente, de acuerdo al literal a Art 18 del Reglamento. En el literal (a) del art 3-14 se indica que el contrato debe ser firmado por el usuario.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
37	Sergio Barrientos Burgué	3-1	En el inciso segundo falta especificar cuál es el punto de repercusión en que se medirán los efectos del EG a ser instalado	Los EG deben ser instalados y operados en conformidad con la normativa vigente de manera que operen adecuadamente conectados al SD de la Empresa Distribuidora y se elimine toda posible repercusión fuera de los rangos establecidos por la NTD, ya sea sobre la red o sobre otros Clientes o Usuarios Finales, <b>medidas en el punto de repercusión definido en el Artículo 1-8, numeral 24.</b>	Las repercusiones se analizan sobre todo el SD. Se elimina el concepto de "Punto de repercusión" para que no genere confusiones.	Parcialmente
38	Acesol	3-2	"la que deberá considerar formularios electrónicos" favor definir si "formularios electrónicos" implica que se pueden rellenar y firmar de forma digital (hasta el momento no se puede)		Se precisa que son digitales	Parcialmente
39	Acesol	3-2, 3-3, 3-8	Si toda la información está disponible en el sistema de la distribuidora, ¿por qué se requiere la presentación de una solicitud de conexión para el cálculo del CIP y el EIP? ¿no debieran ser valores ya disponibles para no hacer perder tiempo al usuario presentando un proyecto que podría estar por encima de estos valores? ¿por qué el usuario debe pagar por un proyecto para que le contesten la capacidad que puede inyectar cuando se podría generar un proyecto factible en la primera iteración? Se debiera tener al menos un valor preliminar		En la discusión normativa se determinó que la información relativa a capacidad máxima a conectar surgiría como respuesta de las solicitudes de conexión y no como información que constantemente tuviese que estar evaluando la Distribuidora puesto que requiere esfuerzos de estimaciones y actualizaciones permanentes en atención al dinamismo de las redes de distribución.	No se encuentra propuesta

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
40	EEAG	3-2	<p>Las empresas distribuidoras deben contar con la libertad de implementar sus propias plataformas para la gestión de los tramites de conexión, las cuales deberán tener un servicio web que realice la comunicación con la plataforma SEC. Esto se fundamenta en que no es posible restringir los mecanismos de comunicación de las empresas con sus clientes. En este sentido, lo que se debe resguardar es la transparencia y trazabilidad de la información, pero no limitar los canales de atención.</p> <p>Por otro lado, se solicita eliminar el proceso de solicitudes manuales. Hoy en día, los clientes realizan sus solicitudes de conexión de forma electrónica, por ejemplo, T4 solo se puede realizar en línea, SEC tiene a disposición de los clientes computadores según requerimiento. Se considera que las herramientas y plataformas se encuentran operativas para la eliminación de los formularios manuales.</p>	<p>Las Empresas Distribuidoras deberán gestionar los trámites del proceso de conexión por medio de la plataforma que para el efecto disponga la Superintendencia <b>o aquella que la distribuidora tenga disponible para esta instancia</b>, la que deberá considerar formularios electrónicos para las distintas etapas del proceso de acuerdo a lo establecido en la presente norma.</p> <p><b>La plataforma de las empresas distribuidoras debe disponer de mecanismos que faciliten la integración sistémica con la propia plataforma de la Superintendencia, tales como servicio web o archivos de cargas masivas. Así como garantizar la prelación de las solicitudes de conexión según orden de llegada, debiendo registrar la hora de presentación de las solicitudes en tiempo y forma, garantizando la fidelidad acerca de la información sobre el orden de ingreso de las solicitudes y tiempos de respuesta por parte de las distribuidoras, pudiendo ser auditados por la Superintendencia.</b></p> <p><del>La plataforma de la Superintendencia deberá permitir el acceso a ésta a las Empresas Distribuidoras para el desarrollo adecuado del proceso de conexión. En su defecto, se podrá gestionar el proceso con el Usuario o Cliente final a través de formularios físicos. No obstante, lo anterior, en tales casos, la Empresa Distribuidora deberá registrar la información y adjuntar los formularios en la plataforma, en un plazo no superior a 5 días desde la recepción o envío del formulario.</del></p> <p><del>En la plataforma se establecerá la prelación de las solicitudes de conexión según orden de llegada, debiendo registrar la hora de presentación de las solicitudes en tiempo y forma, garantizando la fidelidad acerca de la información sobre el orden de ingreso de las solicitudes.</del></p>	<p>Se acepta la existencia de plataformas de las Empresas Distribuidora, las que en todo caso deben dar cumpliendo exigencias mínimas, como por ejemplo deberá estar integrada a plataforma de la Superintendencia.</p> <p>En todo caso el Cliente o Usuario Final es quien decidirá el medio a través del cual se realice el proceso de conexión sea éste la Plataforma de la Superintendencia o de las Empresas Distribuidoras.</p>	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
41	EEAG	3-2	Se propone nueva redacción considerando que todo EG que se desee conectar con una capacidad que supere la CIP y/o la IEP debe verificar que no produce impacto en las redes de distribución, que pueden afectar la calidad y seguridad de servicio, lo que se realiza por medio de los estudios de conexión.	Se solicita reemplazar el último inciso por el siguiente: Capacidad Instalada Permitida (CIP) y de la Inyección de Excedentes Permitida (IEP). En caso de que la capacidad del EG sea menor o igual a la CIP y que la inyección de excedentes del EG a la red sea menor o igual a la IEP, se proceder a la conexión del EG, de lo contrario, y de acuerdo a lo que determine el Cliente o Usuario Final, <del>se deberán realizar los</del> <del>podrán realizarse</del> estudios de conexión, los que determinarán si se requieren adecuaciones u obras adicionales a la red de distribución para poder conectar el EG. En el TÍTULO 3-2 se describen las etapas del proceso de conexión.	Se redacta como una posibilidad, ya que el cliente podría decidir no hacer estudios.	No
42	IA INGENIERIA SpA	3-3	Indicar en que momento la empresa distribuidora entrega el presupuesto de ampliaciones a realizar	Modificar Figura	No se observa que sea necesario modificar el diagrama ya que se entiende que para que el interesado decida realizar adecuaciones u obras adicionales debe estar informado sobre cuales son dichas adecuaciones y obras y sobre su costo. Lo anterior se explicita en el Artículo 3-4, donde se establece que en la Respuesta de Solicitud de Conexión se debe informar Obras o Adecuaciones junto con su valorización, plazos de ejecución y modalidad de pago. De todas formas se precisa que el diagrama es referencial.	No
43	Acesol	3-3	"En caso de que la Solicitud presente información incompleta o errónea, y dentro de un plazo de 5 días, la Distribuidora podrá requerir a través de la plataforma que se subsane la Solicitud, disponiendo el Solicitante de un plazo de 5 días para realizar las correcciones." Favor indicar qué ocurre si solicitante realiza correcciones pero sigue habiendo errores. Se repite el proceso?		Se aclara en articulado que se repite el proceso	Sí

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
44	EEAG	3-3	Falta incluir numero de cliente y numero de medidor, dado que un rut puede tener mas de un servicio relacionado y dicho servicio puede contar con mas de un medidor. Además, se solicita incorporar el requerimiento de datos de contacto. Asimismo, se solicita complementar los datos del lugar de instalación con referencia como número de poste y ubicación en sistema UTM, ya que debe ser el cliente quien envíe las coordenadas de ubicación de su proyecto. Por ello, la ubicación georreferenciada debe pasar desde el art. 3-4 al art. 3-3.	<p>Se solicita reemplazar el artículo por el siguiente texto:</p> <p>Para solicitar la conexión de un EG, los Usuarios o Clientes deben presentar una Solicitud de Conexión, a través del Formulario que la Superintendencia destine al efecto, señalando al menos:</p> <p>a. Datos del dueño del inmueble o instalación:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Propiedad individual o colectiva del EG</li> <li>ii. Nombre completo o razón social de el o los usuarios, señalando el representante de los usuarios en caso de propiedad colectiva.</li> <li>iii. Rol Único Nacional o Rol Único Tributario, junto con la fotocopia del documento</li> <li>iv. <b>Numero de cliente</b></li> <li>v. <b>Numero de medidor</b></li> <li>vi. <b>Datos de contacto</b></li> </ol> <p>b. Datos del solicitante:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Poder simple en caso que la solicitud sea presentada por un tercero.</li> <li>ii. Rol Único Nacional o Rol Único Tributario, junto con la fotocopia del documento.</li> </ol> <p>c. Datos del lugar de la instalación (Dirección, <b>Ubicación del EG en sistema UTM y Número de poste al que se desea conectar</b>).</p> <p>d. Tipo de solicitud: estándar, conjuntos habitacionales o solicitud de conexión de múltiples EG.</p> <p>e. Características principales del Equipo de Generación (Capacidad Instalada del EG, Potencia de Inyección del EG, tecnología del EG).</p> <p>En caso de que la Solicitud presente información incompleta o errónea, y dentro de un plazo de 5 días, la Distribuidora podrá requerir a través de la plataforma que se subsane la Solicitud, disponiendo el Solicitante de un plazo de 5 días para realizar las correcciones.</p>	<p>Se acoge número de cliente cuando corresponda. El número de medidor lo debe tener la empresa distribuidora, así como los datos de contacto del cliente de acuerdo al artículo 5-9 de la NTD</p> <p>Distribuidora debe tener la ubicación en sistema UTM, así como también el número de poste.</p>	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
45	EEAG	3-3	Adicionalmente, se solicita establecer que sucede con el orden de prelación al momento de que el cliente deba subsanar información. Se considera que el momento de subsanar la información es el instante en que se deberá establecer como plazo de inicio del proceso. Esto asegurará que el origen se mida desde que la solicitud nace admisible, con ello se regula e incentiva que los formularios se realicen de forma correcta y no ingresen incompletos para "asegurar" un puesto de llegada.	<p>Se propone incluir al final del artículo: "En caso de que la Solicitud presente información incompleta o errónea, y dentro del plazo de 5 días, la Distribuidora podrá requerir a través de la plataforma que se subsane la Solicitud, disponiendo el Solicitante de un plazo de 5 días para realizar las correcciones.</p> <p>Si se presentan dos o más Solicitud de Conexión en un mismo Alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de ingreso de la Solicitud de Conexión que cumpla íntegramente con las exigencias para iniciar su revisión. En caso de que la Solicitud de Conexión fuese objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, se considerará como fecha y hora de ingreso aquella correspondiente a la presentación donde se hayan subsanado las observaciones de la Solicitud de Conexión.</p> <p>La revisión de la Solicitud de Conexión aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la Respuesta Solicitud de Conexión comenzarán a regir desde que se haya resuelto la Solicitud de Conexión precedente, lo que corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad por parte del Interesado.</p>	Se acoge con modificaciones.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
46	EEAG	3-4	<p>Eliminar el literal i. de la letra c., ya que esta información debe ser ingresada por el cliente al momento de la solicitud.</p> <p>Además, debe quedar establecido que al momento que la empresa distribuidora rechace una solicitud, el cliente deberá volver a iniciar el proceso ingresando una nueva solicitud.</p>	<p>Se solicita la siguiente redacción:</p> <p>La Empresa Distribuidora contestará a dicha solicitud en conformidad con lo establecido en la normativa vigente, respondiendo por medio del Formulario que la Superintendencia disponga al efecto, indicando al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Identificación de solicitud de conexión.</li> <li>b. Datos del solicitante.</li> <li>c. Punto de conexión:</li> <li>i. Ubicación geográfica del punto en coordenadas UTM.</li> <li>ii. Propiedad del Empalme.</li> <li>iii. Capacidad del Empalme.</li> <li>iv. Tipo de Empalme.</li> <li>v. Opción Tarifaria</li> </ul> <p>d. Si verifica condiciones para conectarse a través del Proceso Expeditivo.</p> <p>e. Capacidad Instalada Permitida e Inyección de Excedentes Permitida en caso que corresponda.</p> <p>f. Factor de Potencia con el que deberá operar.</p> <p>g. Costo de actividades de conexión.</p> <p>h. Obras adicionales o adecuaciones en caso que hayan, junto con su valorización, plazos de ejecución y modalidad de pago.</p> <p>En caso que la Empresa Distribuidora rechace la solicitud de conexión del EG ésta deberá indicar las razones fundadas de dicho rechazo. <b>En dicho caso, el propietario o usuario que desee conectar un EG deberá iniciar nuevamente el proceso, ingresando un nuevo formulario de Solicitud de Conexión.</b></p> <p>Los plazos para entregar la respuesta por parte de la Empresa Distribuidora dependerán de los requisitos del proceso de conexión que verifique el EG los cuales se señalan en los siguientes artículos.</p>	<p>La distribuidora debe tener información de la ubicación geográfica.</p> <p>Se elimina la posibilidad de rechazo ya que el cliente siempre tiene derecho a instalar EG, y en la etapa de solicitud tuvo que haber subsanado cualquier error de antecedentes.</p>	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
47	Sergio Barrientos Burgué	3-6	No hay relación ente solicitudes de conexión de múltiple EG simultáneas, con la solución en caso que no haya acuerdo entre las partes y que consiste en remitirse al orden de ingreso de los EG en la solicitud. Lo más probable es que el orden de ingreso sea igual para todos dado que es <b>una</b> solicitud pero múltiple.	Corregir la última frase del primer inciso según: En caso contrario, es decir que no haya acuerdo entre las partes, las responsabilidades se determinarán a <b>prorrata de las capacidades de los EG</b> en la referida solicitud	El Artículo 14 dispone que las solicitudes de conexión deberán ser resueltas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas. Lo anterior para efectos de la evaluación de la solicitud y la responsabilidad en caso de existir obras adicionales y/o adecuaciones. Es por lo anterior que, en caso de no presentar acuerdo comprobable no se podría prorratear a la capacidad.	No
48	EEAG	03-jun	Se propone nueva redacción aclarando que deberá ser el instalador quien indique el orden de revisión de las solicitudes, si es que no existe acuerdo entre las partes. Adicionalmente, se solicita referenciar los plazos a lo que señale el reglamento.	Se solicita reemplazar por el siguiente texto: Las solicitudes de conexión de múltiples EG simultáneas asociadas a un mismo transformador, podrán ser presentadas en una única solicitud donde se deberán ingresar todos los EG a conectar. Para efecto de determinar la responsabilidad por la realización de las adecuaciones u obras adicionales en caso que existan, los solicitantes podrán contraer acuerdos comprobables en los cuales se determinarán tales responsabilidades. En caso contrario, es decir que no haya acuerdo entre las partes, las responsabilidades se determinarán de acuerdo al orden de ingreso <b>establecida por el instalador al momento de ingresar la "solicitud de conexión de múltiples EG" de los EG</b> en la referida solicitud. <b>Para realizar el acuerdo entre las partes, SEC dispondrá de un formato habilitado para los instaladores.</b> En este caso, la Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 20 días para enviará la respuesta a la Solicitud de Conexión en el plazo que establezca el reglamento <del>contados desde que se haya recibido o subsanado dicha solicitud</del> según corresponda.	Si no hay acuerdo entre las partes se debiesen ingresar solicitudes individuales. El orden de revisión se establece según el orden de ingreso el cual se evidencia según la estampa de tiempo de ingreso de solicitud que se registre en la plataforma, por lo que no se observa necesario señalar quien debe ingresar dichas solicitudes. La plataforma debe diferenciar entre un ingreso de conexión múltiple e ingresos individuales por lo que no se requiere señalar que la SEC dispondrá el formato para instaladores.	No
49	EEAG	3-7	Se solicita modificar redacción para entregar mayor claridad al proceso.	Se solicita reemplazar por el siguiente texto: En el caso que se desee presentar la solicitud para el aumento de capacidad de un EG ya conectado, se deberá solicitar la conexión por la capacidad total, es decir la suma entre la capacidad que se encuentra instalada y el aumento de capacidad que se pretende conectar, <b>debiendo realizarse el proceso de conexión al igual que si fuera un nuevo usuario EG.</b>	Se acoge con modificaciones	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
50	Acesol	3-7	El formulario correspondiente tendrá opción de indicar si se trata de una conexión nueva o de una ampliación?		Aumentos de capacidad deben iniciar un nuevo proceso, por lo que no se observa necesario agregar ese aspecto.	No
51	Solcor SpA	3-8	No existe ítem que indique de forma transparente como se solicita una prórroga de manifestación de conformidad, ¿Qué documentación acredita una prórroga? ¿Donde se solicita? ¿Vía correo electrónico? ¿Con un re ingreso de Manifestación de conformidad en plataforma SEC? ¿Un nuevo formulario denominado "Prórroga de Manifestación de conformidad"?	La manifestación de conformidad del Cliente Final tendrá una vigencia de 6 meses a contar de la recepción de la misma, a efectos que el Usuario o Cliente Final presente la Notificación de Conexión, prorrogable por una sola vez y hasta por 6 meses, siempre que el Usuario o Cliente Final antes del vencimiento del plazo presente a la Empresa Distribuidora los antecedentes que justifican su solicitud, tales como: Fotografías de la instalación, Facturas de compra de equipos utilizados, entre otros. La distribuidora tiene un plazo de 15 días hábiles para dar respuesta de aceptación o rechazo para tal solicitud, quedando facultada para realizar una inspección en terreno para verificar información. El proceso se realizará por medio del formulario "Prórroga de manifestación de conformidad" el cual debe ser ingresado en portal SEC.	El proceso de prórroga de la Manifestación de Conformidad se encuentra regulado en el artículo 15 del Reglamento. En cuanto a los antecedentes, se incorpora un artículo en la NT donde se hace referencia a la prórroga.	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
52	EEAG	03-8	<p>Se solicita que, para dar una mayor eficiencia al sistema, que favorezca la agilidad del proceso para los futuros entrantes, que se encuentran a la espera de ser evaluados, se reduzca el plazo establecido para enviar la manifestación de conformidad.</p> <p>Por otro lado, de existir una no conformidad por parte del cliente, el primer ente que debe ser notificado para poder dar respuesta es la empresa distribuidora ya que es la que deberá responder a la solicitud del cliente. Se solicita modificación del texto.</p> <p>Asimismo, se propone eliminar las excepciones de manifestación de conformidad considerando que esto se encuentra establecido en el reglamento, el que esta en revisión y que podría ser modificado.</p> <p>Además, se considera que, para entregar mayor agilidad al proceso, todo EG deberá presentar su conformidad. Ello se sustenta en que el incremento en el número de solicitudes y concentración de ellas en unos pocos alimentadores, generando una "lista de espera" en la resolución de las conexiones, manifestando conformidad prontamente se puede agilizar las siguientes etapas y comenzar el proceso de los que están a la espera. En esta instancia el EG indicará y/o rectificará la potencia final a conectar, así el proceso será mas expedito para los EG que se encuentran a la espera.</p> <p>Además, se propone que la capacidad instalada final del EG solo podrá ser menor de la evaluada en la SC, si el EG quiere aumentar su capacidad, tendrá que comenzar el proceso desde la SC. En subsidio de lo anterior, si el EG presenta una capacidad final mayor a la presentada en la SC, la empresa distribuidora tendrá un plazo de 5 días hábiles a contar de la recepción de la manifestación de conformidad para evaluar la solicitud.</p>	<p>Se solicita reemplazar por el siguiente texto: El Usuario o Cliente Final, en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la fecha de recepción de la Respuesta de Solicitud de Conexión deberá manifestar su conformidad a la Distribuidora. En caso de no encontrarse conforme con lo dispuesto por la empresa, podrá efectuar los reclamos que correspondan <b>ante la Empresa distribuidora con copia a la Superintendencia.</b> En dicha manifestación, el Usuario o Cliente final deberá comunicar el valor de capacidad instalada final del EG a conectar <b>o su capacidad e inyectar, está no podrá ser mayor a la presentada en la SC, de lo contrario, el cliente deberá ingresar una nueva solicitud.</b></p> <p><del>En caso que el EG se conecte a través de un Proceso Expeditivo o la capacidad instalada del EG no supere el 40% de la CIP, no será necesario presentar la Manifestación de Conformidad.</del></p> <p><b>Los casos en los cuales los EG no deberán presentar una Manifestación de Conformidad quedarán establecidos en el reglamento. Asimismo, la vigencia estará establecida en el reglamento, el cual solo se podrá renovar en un único periodo.</b></p>	<p>Se acoge que el reclamo se efectúe con copia a la Empresa Distribuidora, no se acoge reemplazar segundo inciso ya que se hace referencia explícita al proceso expeditivo. En caso que se modifique el Reglamento se revisarán las modificaciones normativas que correspondan.</p>	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
53	Solcor SpA	3-8	No existe ítem que indique de forma transparente como se solicita una prórroga de manifestación de conformidad, ¿Qué documentación acredita una prórroga? ¿Donde se solicita? ¿Vía correo electrónico? ¿Con un re ingreso de Manifestación de conformidad en plataforma SEC? ¿Un nuevo formulario denominado "Prórroga de Manifestación de conformidad"?	La manifestación de conformidad del Cliente Final tendrá una vigencia de 6 meses a contar de la recepción de la misma, a efectos que el Usuario o Cliente Final presente la Notificación de Conexión, prorrogable por una sola vez y hasta por 6 meses, siempre que el Usuario o Cliente Final antes del vencimiento del plazo presente a la Empresa Distribuidora los antecedentes que justifican su solicitud, tales como: Fotografías de la instalación, Facturas de compra de equipos utilizados, entre otros. La distribuidora tiene un plazo de 15 días hábiles para dar respuesta de aceptación o rechazo para tal solicitud, quedando facultada para realizar una inspección en terreno para verificar información. El proceso se realizará por medio del formulario "Prórroga de manifestación de conformidad" el cual debe ser ingresado en portal SEC.	Se incorpora Artículo 3-10 sobre la Prórroga de la Manifestación de Conformidad	Sí
54	Sergio Barrientos Burgué	3-9	En el literal d) falta definir en qué punto se establece la capacidad nominal del alimentador en el cual se conecta.	d. Criterio Capacidad del Alimentador: Criterio solo aplicable a conexiones en MT, donde la capacidad instalada del EG sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previstas a conectar, no deberá superar el 15% de la capacidad nominal <b>en la cabecera</b> del Alimentador en el cual se conecta.	Se acoge	Sí
55	Acesol	3-9	SC aprobada en este contexto quiere decir que distribuidora ha enviado respuesta a solicitud de conexión?		Se modifica por" la respuesta de la Solicitud de Conexión".	No se encuentra propuesta
56	EEAG	3-9	Se propone modificación al texto	Se solicita reemplazar el primer inciso por el siguiente: El proceso de conexión se iniciará con la Solicitud de Conexión del Usuario o Cliente a la Distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-3. Luego de recibida la solicitud, la distribuidora deberá evaluar si el EG puede conectarse a través de un Proceso Expeditivo. Para ello <del>el EG</del> <b>la empresa distribuidora</b> deberá verificar copulativamente los siguientes criterios de seguridad operacional que tendrá que cumplir el EG que se desea conectar:	Se acoge con modificaciones "Para ello el la Empresa Distribuidora deberá verificar que el EG cumpla copulativamente los siguientes criterios de seguridad operacional:"	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
57	Acesol	3-9	En el caso de clientes que se conecten al SD en MT por medio de un transformador de uso exclusivo....	Se propone que también les corresponda tramitar a través del "Proceso Expeditivo". Para este tipo de clientes el <b>Criterio Limite de Inyección</b> debiese ser Capacidad Instalada del EG $\leq$ Capacidad del Empalme (Potencia Conectada).	Los criterios del proceso expeditivo resguardan el impacto al SD, y representa una habilitación a un proceso de conexión más rápido. En caso de pretender conectar capacidad instaladas mayores, puede evaluarse en las etapas siguientes del proceso.	No
58	Solcor SpA	3-9	Dado que el espíritu de las instalaciones Net Billing es la autogeneración y no el lucro por venta de energía, es injusto que "compitan" según prelación (y no por otros criterios más contundentes), entendiéndose que los plazos de construcción y operación son extremadamente distintos, inversiones, etc. Por lo anterior, es evidente que proyectos PMGD (incluso extramandamente especulativos) afectarán directamente los plazos de proyectos Net Billing, desincentivando a la industria nacional a realizar inversiones por tecnologías renovables. Se propone que el Criterio de Capacidad del Alimentador deba ser separado por tipo de proyecto: 50% del % asignado de la capacidad nominal del alimentador debe ser para proyectos PMGD y el otro 50% para proyectos Net-Billing	Criterio Capacidad del Alimentador: Criterio solo aplicable a conexiones en MT para instalaciones Net Billing, donde la capacidad instalada del EG Net Billing sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previstas a conectar Net Billing, no deberá superar el X% de la capacidad nominal del Alimentador en el cual se conecte.	La propuesta no corresponde al ámbito normativo, y debe ser analizada en cuerpos normativos de mayor jerarquía.	No

59	EEAG	3-11	<p>Se solicita revisar el orden en que se realizan ciertos procesos y cuándo deberán ser solicitados, de acuerdo con lo siguiente:  Se entiende que el EG deberá notificar su conexión a la empresa distribuidora y a la SEC previa su energización, su conexión, su puesta en servicio y su entrada en operación; y de manera posterior a la declaración a la Superintendencia. Se considera que esta notificación se realiza para coordinar los procedimientos antes descritos, los que debiesen ser aprobados por la distribuidora. Primero, se solicita aclarar si la declaración ante la SEC (art. 3-12) es distinta a la notificación de conexión, los que se corresponderían a formularios distintos. Por tanto, el EG deberá enviar un formulario de declaración a la SEC y un formulario de Notificación de Conexión a la empresa distribuidora.</p> <p>Segundo, considerando lo indicado en el inciso primero y lo establecido en el Art. 3-14 “Una vez entregada la NC, se deberá realizar la conexión del EG y así dar inicio a su periodo de Puesta en Servicio”, se solicita aclarar si “los datos de la declaración de puesta en servicio (N de folio, fecha de inscripción)” (art. 3-13), son distintos a la declaración realizada a la SEC indicada en el art. 3-12. Se considera que la puesta en servicio ocurre posterior a la Notificación de Conexión, por ello, esta información no debería ser incluida en la Notificación de Conexión.</p> <p>Por último, considerando lo indicado en el inciso primero, la energización del EG debe ser realizado durante la puesta en servicio, y no antes, por temas de seguridad. Por ello, no correspondería entregar copia de la comunicación de la energización del EG junto a la Notificación de Conexión (art. 3-13 letra e). Complementariamente, se solicita incorporar mayores detalles respecto a la comunicación de la energización, por ejemplo, cuando debe ser enviada, estableciendo sus plazos respecto a la etapa anterior, a quien debe ser enviada y que dicho formato será establecido por SEC.</p>	<p>El primer artículo se refiere a la Notificación de Conexión y el segundo a la información que debe contener ésta. Respecto a la información, se incorpora la señalada en el Artículo 18 del Reglamento.</p> <p>No se considera necesario incorporar tabla.</p>	No
----	------	------	---	---	----

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
			Finalmente, se propone incorporar tabla que, al menos indique todos los formularios que se consideran el proceso.			
60	Acesol	3-11	La distribuidora debiera entregar los costos asociados al igual que lo que se hace en el caso de los PMGD		Actualmente, los costos asociados a estudios son publicados en los sitios web de las Empresas Distribuidora.	Parcialmente
61	EEAG	3-12	Se solicita establecer claramente el plazo posterior a la notificación de conformidad en que el EG debe enviar a la empresa distribuidora la Notificación de Conexión. Asimismo, dependiendo de las disposiciones legales, se solicita que se evalúe requerir el cambio de medidor asociado a la instalación existente previo a la presentación del formulario de Notificación de Conexión, considerando este elemento dentro del proceso de declaración de la instalación.		Dado que no es requisito para todo EG manifestar conformidad, se establece la exigencia de Notificación de Conexión en forma previa a la conexión. El plazo para instalar el medidor se establece en el Artículo 5-4	Parcialmente
62	EEAG	3-12	Se propone nueva redacción.	Se solicita reemplazar el segundo inciso por el siguiente: La Notificación de Conexión se deberá presentar antes que caduque la vigencia de la Manifestación de Conformidad <del>o la respuesta de Solicitud de Conexión según corresponda</del> , de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.	No se encuentra fundamento de la modificación. De acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento existen casos en que no se requiere Manifestar Conformidad por lo que no se puede excluir	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
63	Acesol	3-13	"Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, emitido por el Conservador de Bienes Raíces correspondiente;" En algunos casos no existe CDG del inmueble, por favor dar opciones para presentar alternativas. Se propone agregar texto como indicado en celda al costado:	o bien, otro documento que acredite que el cliente final está facultado para firmar	Se modifica el artículo considerando "b. Acreditación de la propiedad del inmueble o instalación"	Parcialmente
64	Acesol	3-13	"El Usuario o Cliente final deberá corregir su NC en un plazo de 5 días hábiles desde la solicitud de corrección." Favor indicar qué ocurre si el cliente no cumple el plazo de 5 días hábiles		Se indica que el cliente o usuario deberá dar inicio a un nuevo proceso de conexión.	Sí
65	EEAG	3-13	Corregir error de forma, letras c) y d) son una sola.	Se solicita reemplazar el primer inciso por el siguiente: El formulario de Notificación de Conexión que disponga la Superintendencia deberá señalar al menos la capacidad finalmente instalada del EG y los datos del instalador junto con los datos de la declaración de puesta en servicio (N° de folio, fecha de inscripción). La Notificación de Conexión deberá ser acompañada con los siguientes antecedentes: a. Contrato de conexión firmado por el Usuario o Cliente Final b. Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, emitido por el Conservador de Bienes Raíces correspondiente; c. La identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, <del>e.</del> Fomento y Reconstrucción, según corresponda; y e. d. Copia de la comunicación de la energización del Equipamiento de Generación realizada por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia.	Se acoge	Sí

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
66	EEAG	3-14	Referencia RGR N°1/2017,título 4.2	Se solicita reemplazar el segundo inciso por el siguiente: El Instalador o su representante <b>claramente validado, quien deberá acreditar que cuenta con el nivel de competencias técnicas que el procedimiento requiere,</b> será el encargado de realizar la conexión del Equipamiento de Generación a la red. <del>La Empresa Distribuidora deberá supervisar el proceso, permitiéndosele por esta única vez contrastar el plano entregado a la Superintendencia con el EG.</del>	Se indica "o su representante autorizado por la Superintendencia"	Parcialmente
67	Acesol	3-14	"la cual no excederá el plazo de 15 días hábiles" Favor indicar qué ocurre si no se cumple ese plazo		La Superintendencia tiene la facultad de fiscalizar incumplimientos normativos.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
68	EEAG	3-15	<p>En el artículo 3-15, se requieren pruebas con participación de la distribuidora que permitan revisar un correcto desempeño de EG. Las pruebas están detalladas en el Protocolo de conexión. Para realizar estas comprobaciones es necesario acceder a los inversores del cliente, los que están ubicados donde el proyecto lo haya definido (no participa la distribuidora). Es común que estos estén en altura, donde muchas veces no hay un correcto acceso (azoteas sin escaleras ancladas o gateras y sin puntos de anclaje donde asegurar el arnés de seguridad o EPP para trabajos de altura).</p> <p>La Norma chilena NCh1258/4.Of200 indica: "Los SPDC que cumplen con esta parte de NCh1258 deben cumplir requisitos ergonómicos y se deben utilizar sólo si el trabajo permite medios de conexión a un dispositivo de anclaje adecuado, de resistencia demostrada y si se pueden implementar sin comprometer la seguridad del usuario. Los usuarios deben ser entrenados e instruidos en el uso seguro del equipo, además de participar como observadores de tal entrenamiento e instrucción." Los elementos de protección personal utilizados por las empresas distribuidoras cumplen con la NCh1258, y como tal trabajan en función de rieles verticales, líneas de vida u otro similar, para dispositivos de detención tipo deslizante. Se propone incorporar apartado que permita a la empresa distribuidora postergar los protocolos de conexión hasta que el usuario / Clientes subsane las condiciones que no cumplen con la Norma chilena NCh1258/4.Of200.</p>	<p>Se proponen las siguiente modificaciones: "... e. Verificación de requerimientos generales de la presente norma: i. Equipo de medición en conformidad; ii. Ajustes protección RI en conformidad; iii. Valor ajuste de sobretensión V&gt; de la protección RI más cercana a la conexión a la red corresponde a 1,1Vn; iv. Tiempo de desenergización obtenido de la Prueba de Desconexión menor a 2 segundos; v. Verificación de la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento (solo en caso de EGs con Protección RI centralizada); vi. Protección RI sellada o protegida con contraseña, la cual no es de conocimiento del Usuario o Cliente Final, <b>solo si aplica</b> vii. Verificar que se cuente con un equipo limitador de inyecciones en caso de que sea requerido de acuerdo a lo establecido en la presente norma, <b>el que se encuentre operando correctamente y protegido para que no se modifiquen los parámetros de operación.</b></p> <p>El formulario deberá señalar, además, la fecha y hora y deberá ser firmado por el representante de la Empresa Distribuidora y por el Instalador autorizado. Desde el momento en que se apruebe el protocolo de conexión se considerará el EG como conectado y se dará inicio al registro de inyecciones del EG, considerando como valor inicial el registro del contador de inyecciones del literal d) anterior.</p> <p><b>La distribuidora podrá negarse a realizar el protocolo de conexión en aquellos casos donde las condiciones de acceso sean consideradas de riesgo, deficientes o defectuosas. La condición subestándar deberá ser demostrable a la autoridad y postergará el plazo para la conexión en espera de la normalización."</b></p>	<p>Propuesta romanillo vi no se acoge porque es obligatorio contar con RI.</p> <p>Propuesta romanillo vii. Artículo 5-2 indica que el equipo debe estar sellado.</p> <p>Inciso final no se acoge, la distribuidora tiene el deber de resguardar las redes de distribución y por lo tanto debe estar presente durante los protocolos.</p>	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
69	EEAG	3-15	Se propone nueva redacción.	Desde el momento en que se apruebe el protocolo de conexión <b>y se efectúe el registro de contador de inyecciones del medidor</b> , se considerará el EG como <b>en operación, conectado</b> y se dará inicio al registro de inyecciones del EG, considerando como valor inicial el registro del contador de inyecciones del literal d) anterior.	El registro del contador de inyecciones es un aspecto a informar en el formulario de protocolo de conexión. El EG en cuanto se conecta puede inyectar a la red.	No
70	Sergio Barrientos Burgué	3-15	En el punto vi. se pretende proteger un equipo propiedad del cliente, con una clave a la que éste no tiene acceso. Es difícil concebir un equipo de propiedad particular y que a su propietario se le impida pleno acceso. Si la intención es prohibir modificar la alteración de uno o más parámetros del equipo, ello debe quedar explícito junto con las sanciones por incumplimiento.	vi. Protección RI sellada o protegida con contraseña. El Usuario o Cliente Final no podrá modificar los siguientes parámetros de la Protección RI (especificar) y en caso de realizar tales modificaciones se le aplicará como sanción (especificar).	Se acoge parcialmente, no se elimina la reserva de la contraseña pero se señala el objetivo que es prohibir la modificación de los parámetros.	Parcialmente
71	EEAG	3-16	Considerando que, en el proceso regulatorio Facturación Dx se informan las inyecciones y los remanentes de los clientes, para evitar duplicar la información se propone que se obtenga la información del proceso antes mencionado. En caso contrario, considerando la existencia de clientes con facturación bimestral, no se lograría cumplir lo exigido. Por la propuesta, la propuesta en este caso es aumentar a 90 días.	Se solicita el siguiente texto: La Empresa Distribuidora deberá ingresar al EG en los procesos de facturación del cliente o usuario final una vez que éste se conecte. Para verificar lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá remitir a la Superintendencia las primeras 3 facturas en que se haya incorporado al EG, la primera de las cuales deberá ser enviada en un plazo máximo de <del>60</del> 90 días corridos, contados desde la firma del protocolo de conexión, en el medio y la forma que establezca la Superintendencia.	No se acoge, la mayoría de los clientes tienen facturación a 30 días. La publicación de la factura se puede hacer junto con la emisión por lo que el plazo de 60 días no se incumple en el caso de facturación bimestral. No se observan fundamentos para dar más plazos para ingresar factura.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
72	Sergio Barrientos Burgué	4-1	Por una parte, los estudios junto con sus bases de cálculo deben entregarse al cliente o tercero debidamente autorizado por el cliente. Por otro lado, en el evento que se requieran obras adicionales o adecuaciones ellas deben poder ser ejecutadas por una empresa o instalador autorizado por SEC. En caso que la ejecución obligatoriamente la realice la distribuidora, el valor o tarifa de tales servicio deben ser de precio regulado.	Inciso segundo: Si un Usuario o Cliente Final desea conectar un EG de una Capacidad Instalada superior a la CIP o que sus Inyecciones de excedentes superen la IEP, corresponderá a la Empresa Distribuidora realizar los estudios eléctricos que permitan evaluar la factibilidad de conexión del EG. <b>Copia completa de los estudios y de sus bases de cálculo deberán ser entregadas al cliente o tercero autorizado, en formato digital. La data de cálculo deberá entregarse en planillas excel.</b> Inciso cuarto: En caso de determinarse el requerimiento de Obras Adicionales o Adecuaciones, ellas serán de cargo el propietario del EG , <b>correspondiéndole a la Empresa Distribuidora o a una empresa o instalador autorizado por SEC, a elección del cliente,</b> la ejecución de las mismas.	El Reglamento en el artículo 27 señala que los costos serán de cargo del propietario del Equipamiento de Generación.	No
73	EEAG	4-4	Respecto a las formulas planteadas para el IEP día y noche, se solicita indicar las unidades de medida y revisar los elementos definidos, aclarar si es CI o GD.		CI se refiere a Capacidad Instalada y GD a la Generación Distribuida entendiéndose ésta como PMGD y EG en el caso de conexiones en MT y solo EG en el caso de conexiones en BT.	Parcialmente
74	Acesol	4-4	"Para asegurar que el sentido del flujo de potencia sea siempre desde la red de distribución hacia los consumos" Favor justificar, no se entiende por qué se considera necesario asegurar que el sentido del flujo de potencia sea siempre desde la red hacia los consumos.		El proceso de conexión descrito en el artículo 4-4 permite una conexión más rápida resguardo las redes de distribución, en el caso de conexiones en BT las protecciones en la cabecera del alimentador no son bidireccionales, por lo cual, el criterio que permite una conexión en menor tiempo resguardando las redes, para esto debe verificar que no haya inversión de flujo.	No se encuentra propuesta

75	Sergio Barrientos Burgué	4-4	<p>Caben los siguientes comentarios a este artículo que tiene por objetivo asegurar el sentido del <b>flujo de potencia</b> en un cierto sentido: <b>a)</b> los sistemas de almacenamiento asociados a EG no se diseñan para cargarlos con energía proveniente de la red ni tampoco para descargar la energía almacenada a la red de la distribuidora. El motivo es evidente porque no tiene sentido económico almacenar energía desde la red y tampoco lo tiene descargar la energía almacenada a la red a un precio muy inferior al precio de la energía que es posible sustituir desde la red. Además, los clientes BT no ven los costos marginales en caso que se esté considerando que pudiesen querer especular en el mercado spot; <b>b)</b> el almacenamiento de electricidad se diseña para ser descargado hasta un 30% de su capacidad máxima o en rangos más ineficientes hasta un 50% de su capacidad máxima, y el motivo es evitar la pérdida de vida útil del almacenamiento la que depende de la profundidad de la descarga cíclica. A menor descarga más ciclos dura el almacenamiento. En base a estas razones debe eliminarse de las ecuaciones la sumatoria de capacidades instaladas de los GD solar con almacenamiento. De persistir en incluir esa sumatoria se estará forzando a niveles casi nulos la IEP nocturna. <b>c)</b> Es indispensable que el cálculo de la IEP se realice usando estrictamente las curvas horarias, o cada quince minutos, de los transformadores de distribución y ello en conjunto con la curva diaria esperada de generación de los GD en el punto de conexión. El método simplificado propuesta en la norma y con los horarios definidos en el artículo 4-6, llevarán a valores cercanos a cero la IEP desde el comienzo de la aplicación de la norma, porque la demanda mínima diurna y nocturna serán muy bajas. Lo que se requiere es identificar el instante del día y la noche en que se activa la restricción, y que evidentemente no es en el instante de la demanda mínima. Por otra parte, la misma definición de demanda mínima de este borrador de norma requiere usar curvas horarias de demanda y generación para excluir el aporte de EG. Los mismos argumentos anteriores aplican</p>	<p>Se propone reemplazar el método del borrador de la norma por una que tenga en consideración las observaciones realizadas sobre almacenamiento y uso de curvas horarias de demanda y generación de los GD.</p>	<p>Lo EG con almacenamiento se deben evaluar con estudios de conexión de acuerdo a lo señalado en el Artículo 4-2 Generalidades.</p>	No
----	--------------------------	-----	---	--	--	----

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
			para analizar eventuales congestiones en algún elemento del alimentador.			
76	Acesol	4-6	la demanda mínima que se utiliza para generar energía debiera evaluarse de manera diferenciada para los sistemas solares sin almacenamiento, esto debido a que la potencia máxima del sistema se genera en la franja horaria de 12-14hrs siendo injusto comparar una demanda mínima de madrugada donde el sistema solar no genera energía con la potencia nominal de la planta. Se recomienda cambiar la franja horaria del solar de las 12 a 14 hrs para fin de determinar la potencia mínima diurna.		Los EG solares con almacenamiento se deben evaluar con estudios de conexión de acuerdo a lo señalado en el Artículo 4-2 Generalidades.	No
77	EEAG	4-6	No se establece la categoría sistemas fotovoltaicos con capacidad de almacenamiento, se solicita incorporar. Por otra parte, se solicita indicar en la presente NT el proceso que deberá seguir un EG que posterior a su entrada en operación incorpora un sistema de almacenamiento en su sistema.		Se incorpora inciso en el artículo 4-2 aclarando que en dichos casos se deben realizar estudios.	Parcialmente
78	Sergio Barrientos Burgué	4-6	Los horarios de la tabla 1 no son adecuados para ser usados por parejo todos los meses del año. Ello porque las demandas y generaciones son muy distintas, por ejemplo, a las 6:30 en verano e invierno.	La propuesta es reemplazar el método del borrador de la norma por uno que utilice curvas horarias, o cada quince minutos, de demandas y generación.	La CIP e IEP supone un cálculo en menor tiempo para efectos de la conexión, utilizar curvas complejiza el cálculo y por lo tanto requeriría mayores plazos.	No
79	Sergio Barrientos Burgué	4-7	La obligación de mantener la regulación de voltaje es de la empresa distribuidora, no es de responsabilidad del cliente, tenga este o no capacidad de generación, tal como se recuerda en las consideraciones que se incluyen a pie de página de este cuadro de observaciones y propuestas.	Mantener esta obligación en la empresa distribuidora.	En el artículo 4-7 se establece una fórmula para evaluar el impacto, no se señalan responsabilidades de regulación de tensión. En todo proceso de conexión se debe evaluar el impacto de éstas en las redes a las cuales se conecta.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
80	EEAG	4-7	No queda claro si es el cortocircuito se calcula en el punto de conexión del cliente que está solicitando la conexión o si se utiliza el cortocircuito en el punto más alejado del alimentador, se entrega propuesta.		Corresponde al punto más alejado del alimentador para BT y "punto de influencia" para MT	No se encuentra propuesta
81	IA INGENIERIA SpA	4-11	Indicar que realiza los estudios	Las exigencias del presente título serán aplicables en caso de que el Usuario o Cliente Final deba realizar estudios eléctricos que permitan evaluar la factibilidad de conexión del EG. Los referidos estudios eléctricos dependerán de los criterios de los Títulos anteriores que hayan sido incumplidos por el EG. <b>Los estudios podran ser realizados por un tercero</b>	En la respuesta de la SC, la Empresa Distribuidora debe informar los resultados de los estudios. Lo plazos de la normativa no considera terceros involucrados, lo que en todo caso, provocaría prórrogas. La Empresa Distribuidora en su deber por de velar por que la conexión del EG cumpla con las exigencias de la normativa vigente de manera de resguardar la seguridad de personas, continuidad de suministro y seguridad de sus instalaciones, deben realizar los estudios para la conexión del EG.	No
82	Sergio Barrientos Burgué	4-11	Como se ha destacado, los estudios deben ser realizados por las distribuidoras y deben entregarse completos con su data a los clientes o terceros autorizados. Al igual que en la observación al artículo 4-4, se deberá determinar el instante del tiempo en que es relevante, dadas las repercusiones, analizar el sistema sin y con el EG del solicitante, empleando para ellos curvas al menos horarias de demandas y de generación de los GD conectados, por conectar y el del nuevo solicitante.	Se propone reemplazar el método del borrador de la norma por una que tenga en consideración las observaciones realizadas sobre uso de curvas horarias de demanda y generación de los GD.	Se redacta de forma tal que en casos excepcionales, en donde no se cuente con registros de demanda mínima para el transformador de distribución o alimentador, la demanda mínima a considerar será equivalente al 30% de la potencia aparente nominal del transformador de distribución o alimentador al que se desea conectar el interesado.	Parcialmente
83	Sergio Barrientos Burgué	4-12	Las condiciones a), b) y c) son obligaciones propias de las distribuidoras en el marco del DFL 4 y su reglamentación, para atender a los clientes de distribución, tenga ellos o no EG.	Mantener estas obligaciones en la empresa distribuidora.	En el artículo 4-12 se establecen criterios para evaluar el impacto, no se señalan responsabilidades. En todo proceso de conexión se debe evaluar el impacto de éstas en las redes a las cuales se conecta.	No
84	Sergio Barrientos Burgué	4-13	Los estudios de coordinación de protecciones del SD y las adecuaciones que eventualmente se requieran, tanto en ajustes como reemplazo de equipos, debe continuar siendo responsabilidad de las distribuidoras, a su costo.		El Reglamento en el artículo 27 señala que los costos serán de cargo del propietario del Equipamiento de Generación.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
85	Sergio Barrientos Burgué	5-1	En el primer inciso es necesario referirlo al punto de repercusión antes mencionado.	Primer inciso: Los EG deberán ser conectados a la red en el punto de conexión definido en el Contrato de Conexión (CC). En cualquier caso, los EG no deben generar repercusiones en el SD que, en conformidad con la normativa vigente, afecten la Calidad de Servicio para otros Clientes <b>ubicados en el punto de repercusión que se define en esta norma.</b>	Se elimina el concepto de punto de repercusión.	No
86	Sergio Barrientos Burgué	5-2	En el último inciso se sugiere adecuarse al estado del arte de los EG.	Tercer inciso: El equipo limitador de inyecciones debe ser ubicado en un tablero apropiado, el cual debe ser sellado por la Empresa Distribuidora, excepto que el equipo limitador de inyecciones forme parte integral de otro dispositivo del EG.	Se incorpora que la Superintendencia podrá autorizar otras alternativas de limitación de inyecciones, previa revisión de la propuesta.	Parcialmente
87	EEAG	5-2	Se solicita indicar que el limitador debe ser instalado por el Cliente a su costo.	Se solicita reemplazar el último inciso por el siguiente:  El equipo limitador de inyecciones debe ser instalado a costo del cliente y ubicado en un tablero apropiado, el cual debe ser sellado por la Empresa Distribuidora.	Se redacta señalando que el EG deberá contar con un mecanismo de limitación de inyecciones	Parcialmente
88	Acesol	5-2	En los sistemas actuales es muy poco eficiente el uso de un único dispositivo de limitación de inyección, normalmente es el sistema como un todo el que limita la inyección, adicionalmente, con los sistemas actuales el control suele hacerse de forma remota e incluso inalámbrica. Forzar el uso de un equipo limitador dentro de un tablero sellado por la distribuidora no hace sentido. Adicionalmente, el medidor tiene la capacidad de registrar las inyecciones por lo que forzar el control de la limitación de inyección a un equipo sólo accesible por la distribuidora refleja desconocimiento acerca de los sistemas de control actuales y le otorga atribuciones que no corresponden a la distribuidora.		Se incorpora que la Superintendencia podrá autorizar otras alternativas de limitación de inyecciones, previa revisión de la propuesta.	Parcialmente
89	EEAG	5-2	Se debe incorporar las exigencias de que un EG no puede generar inyecciones hasta que su medidor sea cambiado.		Se incorpora inciso que dispone que, la Empresa Distribuidora deberá instalar o habilitar el medidor bidireccional en ocasión a la conexión del EG de acuerdo a los plazos establecidos en el <b>¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..</b>	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
90	Acesol	5-3	EG no supera los 10 kW, podrán conectarse a la red, como un generador monofásico, bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa	EG no supera los 10 kW, podrán conectarse a la red, como un generador monofásico, bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa. Si el empalme del Usuario o Cliente Final es trifásico y la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG es mayor a 10kW pero no supera los 15 kW, podrán conectarse a la red, como un generador bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa.	En el artículo se indica cuando la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG conectados en un mismo Empalme sea mayor o igual a 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador trifásico simétrico. Esta exigencia puede ser cumplida mediante una Conexión Comunicativa entre los EG monofásicos o bien mediante el uso de EG trifásicos.	No
91	Acesol	5-4	al ser propiedad de la distribuidora los equipos de control de la EG genera incertidumbre en el análisis económico de los proyectos y genera una asimetría entre las distribuidoras y los clientes finales. Se recomienda que se elimine la palabra "Control", dado el artículo 139 bis de la LGSE no hace referencia al control, solo a la propiedad del empalme y el medidor.		La definición de los Sistemas de Medición Monitoreo y Control se encuentra en la NTD y se señala que forman parte de estos sistemas los compactos de medida, medidores y sistemas de comunicación, concentradores y software necesarios para su implementación, siendo parte del SD.	No
92	Acesol	5-4	Se indica lo siguiente: "Los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de los EG serán de propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora y deberán ser implementados por ésta, en conformidad con lo establecido en el artículo 139 bis de la LGSE".	El sistema de monitoreo y control no debe ser de responsabilidad de la distribuidora, se le estaría dando control sobre la inyección a la distribuidora, adicionalmente, se trata de generadoras auto despachadas por lo que no correspondería este requerimiento. La información de los medidores ya va ser manejada por la distribuidora y debiera ser suficiente para un sistema de monitoreo.	Observación no se encuentra en el alcance de esta norma	No
93	Sergio Barrientos Burgué	5-4	En el segundo inciso debiera considerarse la posibilidad que los medidores vengán certificados de fábrica cumpliendo requisitos a determinar.		AT SMMC establecerá como requisito la certificación del medidor por organismos competentes.	No
94	IA INGENIERIA SpA	5-4	Generalidades	Agregar un parrafo. El propietario del EG debera disponer de un medidor propio de la generacion. Esta medida sirve para conocer el autoconsumo. El propietario del EG debera informar esta medida a la distribuidora para que esta a su vez pueda conocer la demanda real de los clientes de su area de concesion	Se agrega con modificaciones	Parcialmente

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
95	CIGRE	5-4	<p>El equipo de medida con registro bidireccional pasa a ser un componente crítico con posibilidad de comunicación con los EG y posible fuente de amenazas y vulnerabilidades en materia de ciberseguridad pudieran afectar al Sistema de Medición, Monitoreo y Control Centralizado</p> <p>Por otro lado, si bien este equipo debe ser provisto por la empresa distribuidora, también debe estar sometido a Pruebas de Servicio en materia de conectividad y seguridad de los datos.</p> <p>Esto es de suma relevancia para comenzar a construir la Smart Grid de manera segura protegiendo estos sistemas cyber-físicos de ciberataques para entregar cyber-resiliencia a las infraestructuras críticas.</p> <p>Este equipo o cualquier equipo de comunicación remota que se desee agregue a estos sistemas deberá tener un especial tratamiento en materia de ciberseguridad para no poner en juego la estabilidad, confiabilidad de la red y protección de datos personales.</p>	<p>Las Empresas Distribuidoras deberán adoptar las mejores prácticas y normativas de conectividad en la Puesta en Servicio de los equipos de medida, así como también adoptar ciertas medidas básicas de seguridad para estos equipos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los usuarios de estos equipos deben ser identificados individualmente y autenticados con permisos de acceso establecidos por roles considerando el principio del mínimo privilegio, esto quiere decir, que cada parte debe ser capaz de acceder sólo a la información y recursos que son necesarios para su legítimo propósito asociado a su rol.</li> <li>- Comunicación bidireccional usando encriptación de datos</li> <li>- Uso de password y multifactor de autenticación.</li> <li>- El software de los equipos debe monitorear todas las modificaciones a los datos y solicitudes de manipulación.</li> </ul> <p>En lo que respecta a test de seguridad el fabricante o vendedor de estos equipos de medida deberá entregar pruebas de penetración para evaluar vulnerabilidades e instalación de parches de amenazas conocidas.</p>	El tratamiento de ciberseguridad se realizará en el AT Sistemas de Medición Monitoreo y Control de la NTD	No
96	EEAG	5-12	<p>El artículo indica : <i>Para EG con capacidad instalada mayor o igual a 100 kW y menor o igual a 300 kW conectados en MT, la protección RI deberá medir en MT, a excepción de los clientes conectados en MT con punto de medición en BT, y en los casos que el equipo compacto de medida no permita medir en MT, en atención al burden de dicho equipo. Para EG con capacidad instalada inferior a 100 kW, la protección RI podrá medir en MT o BT.</i> Según lo comentado en el Comité Consultivo, se podría plantear una nueva modificación a la ley que cambie el límite superior de un EG y considerando que resulta redundante explicitar el límite superior, se propone eliminar la referencia a él.</p>	<p>Se solicita reemplazar por el siguiente texto: <i>Para EG con capacidad instalada mayor a 100 kW conectados en MT, la protección RI deberá medir en MT, a excepción de los clientes conectados en MT con punto de medición en BT, y en los casos que el equipo compacto de medida no permita medir en MT, en atención al burden de dicho equipo. Para EG con capacidad instalada inferior a 100 kW, la protección RI podrá medir en MT o BT.</i></p>	Se acoge	Sí

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
97	EEAG	5-12	En el formulario debiese incorporarse en checklist la verificación de ubicación de protección RI.		Se incorpora en el Artículo 3-18 Protocolo de Conexión	Sí
98	Acesol	5-13	La necesidad de protección RI centralizada no se justifica técnicamente. Dado lo anterior y con el fin de evitar el efecto de la caída de tensión sobre la medida del voltaje de entrada se recomienda compensar en efecto de la misma en los parámetros de la protección RI en la misma proporción que la caída de tensión máxima ( aplicando el mismo criterio que el artículo 5-12) o hacer obligatorio que el punto de inyección sea el T.G o tablero de mayor jerarquía después del medidor con el fin de medir con las menores pérdidas posibles el voltaje de entrada.	Inversor certificado SEC no debería requerir una RI adicional	La exigencia de protección RI centralizada se realiza por motivos de seguridad, ya que dicha RI es sellada por la distribuidora a diferencia de las protecciones del EG. De todas formas la modificación normativa aumenta el límite para la aplicación de la exigencia a 100kW.	No
99	Solcor SpA	5-13	Considerando que es mínima la diferencia tanto en construcción, equipamiento y operación entre una instalación de 100 [kW] y 300 [kW] es que no se encuentra sentido que para una instalación con un EG mayor a 100 kVA se deba tener una protección RI centralizada, cuando los equipos inversores a utilizar los posee integrados. El tener una protección centralizada implicaría por su volumen, un aumento de costos (el fabricante de inversores en general ya incluye la protección RI), aumento de probabilidad de falla de la instalación perjudicando directamente la confiabilidad del sistema (Si existe un problema en la protección RI centralizada, perjudicará la generación de toda la instalación y no sólo la del equipo inversor afectado)	Todo EG debe contar con una Protección RI la que podrá ser centralizada o integrada independiente de la potencia instalada.	La exigencia de protección RI centralizada se realiza por motivos de seguridad, ya que dicha RI es sellada por la distribuidora a diferencia de las protecciones del EG. De todas formas la modificación normativa aumenta el límite para la aplicación de la exigencia a 100kW.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
100	EEAG	5-15	La NT permitirá la operación en isla, por ello, este documento debe establecer las condiciones técnicas mínimas para dicho funcionamiento, de tal manera que se resguarde las condiciones de calidad y seguridad para las instalaciones y personas. De lo contrario, se solicita indicar que la Superintendencia establecerá los procedimientos e instructivos técnicos necesarios para que un EG, los PMGD puedan operar en isla, incluyendo las características técnicas que deberá contar el subsistema de distribución para que se permita la operación en Isla.		La operación en isla debe estar autorizada por la Empresa Distribuidora, se entrega una herramienta adicional a ésta para operar en isla bajo condiciones de interrupción de suministro el cual debe asegurar condiciones apropiada de calidad de suministro y la seguridad de operación del EG	No
101	Sergio Barrientos Burgué	5-19	Para clientes que dispongan de EG debe exigirse medidores que registren los consumos activos y reactivos del cliente, para determinar el factor de potencia en base a mediciones de las variables.		Se exigirá que los EG con Capacidad Instalada superior a 30kW deberán contar con un medidor con capacidad de integrarse al SMMC de la Empresa Distribuidora que verifique las exigencias señaladas en el Título 6-3 de la NTD	Parcialmente

102	EEAG	5-19	<p>Se propone incorporar inciso al artículo para esclarecer el requerimiento.</p> <p>Por otra parte, así como eliminar el párrafo cuarto, ya que es responsabilidad del cliente seleccionar la mejor alternativa para corregir el factor de potencia</p>	<p>Se solicita el siguiente texto: Para los Clientes que dispongan de EG, la exigencia respecto del Factor de Potencia aplicará solo para sus consumos, aislando el efecto de la generación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-10 y el Artículo 3-11 de la NTD. Para estos efectos, los EG deberán implementar los elementos necesarios que permitan aislar el efecto de la generación en su demanda, los cuales deben ser implementados en conformidad con lo indicado en el Anexo Técnico de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la NTD. En el caso que no se dispongan las mediciones de los consumos de potencia activa y reactiva, aislando el efecto de la generación, la distribuidora <del>en acuerdo con el cliente</del> deberá implementar las soluciones de medición que permitan determinar el Factor de Potencia medio mensual de los consumos. En caso de no poder efectuar las soluciones de medición, se deberá estimar el Factor de Potencia medio mensual en base a las disposiciones que para el efecto dicte la Superintendencia a través del Documento Técnico "Consideraciones para la estimación del factor de potencia medio mensual". Si la Distribuidora detecta un incumplimiento a los límites establecidos para el factor de potencia en el punto "5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual" del Decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de facturación, la distribuidora deberá comunicar al usuario o cliente el incumplimiento, adjuntando el detalle de las mediciones y la memoria de cálculo que justifiquen la aplicación del cargo en el mes respectivo. Asimismo, deberá señalar explícitamente el factor de potencia mensual, el peor factor de potencia medido cada 15 minutos y el peor factor de potencia medido cada 1 hora. <del>La Empresa Distribuidora deberá indicar al cliente distintas alternativas para corregir el factor de potencia de los consumos, entre las cuales al menos se deberá encontrar: equipos de compensación y ajuste del factor de potencia del EG, siendo decisión del Usuario la alternativa que implementará.</del> En caso de que se siga verificando un incumplimiento, la Distribuidora deberá notificar de la situación a la Superintendencia, para que dentro de 10 días hábiles contados desde dicha notificación, inicie un proceso de</p>	<p>No es posible eliminar disposición sobre el acuerdo con el cliente ya que la distribuidora deberá ingresar a la propiedad de éste para hacer la medición. Adicionalmente, si tuviese medida propia el cliente podría proporcionarla es por ello que tiene que ser de común acuerdo.</p> <p>La responsabilidad de seleccionar la mejor alternativa para corregir el factor de potencia sigue de parte del cliente, ya que es decisión de éste definir la solución. Sin perjuicio de lo anterior, se establece que la Empresa Distribuidora debe informar las distintas alternativas ya que es deber de ésta la correcta operación de las redes.</p>	No
-----	------	------	--	---	---	----

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
				investigación, el cual podrá, eventualmente, derivar en sanciones y/o desconexión de las instalaciones correspondiente-		
103	Sergio Barrientos Burgué	5-20	Ultimo inciso: se debiera entender que la desconexión del EG en ese rango de frecuencias, por una falla en una o más componentes del EG, no constituye una desconexión automática.	Considerar excepciones por fallas imprevistas en una o más componentes del EG	No observa necesario ya que se entiende que ante fallas del EG este debe desconectarse. Redacciones similares se utilizan en otras normativas, como por ejemplo la NTSyCS.	No
104	EEAG	5-24	Para mayor claridad se solicita complementar indicando que si el EG no cumple con lo establecido en el presente título que la empresa distribuidora tendrá la facultad de rechazar la conexión y puesta en servicio. Además, se solicita indicar quienes serán los encargados y deberán estar presentes al momento de estas pruebas.	Se solicita agregar un inciso nuevo final: Las pruebas de Puesta en Servicio tienen como finalidad comprobar el correcto desempeño de la conexión del EG al SD. Estas pruebas se realizarán ya sea usando un método de carga externa, un método de inyección secundaria o bien energizando la instalación desde el SD.  <b>De no comprobarse el correcto desempeño del EG, la empresa distribuidora podrá rechazar la conexión, en cuyo caso el cliente deberá solicitar una nueva Notificación de Conexión, considerando los costos asociados.</b>	La Empresa Distribuidora puede observar las pruebas y solicitar rehacerlas.	No
105	Sergio Barrientos Burgué	5-25	Cabe el mismo comentario y propuesta realizados en el artículo 3-15		Se acoge parcialmente, no se elimina la reserva de la contraseña pero se señala el objetivo que es prohibir la modificación de los parámetros.	Parcialmente
106	Sergio Barrientos Burgué	6-1	Se sugiere continuar usando el sistema SEC hasta que las distribuidoras cumplan con la puesta en servicio de sus plataformas.		No se entiende a que se refiere con el Sistema SEC, se destaca que actualmente no hay exigencia para plataformas de información pública para las distribuidoras, por lo que ésta disposición no elimina la exigencias que tienen la ED de enviar información a la SEC	No
107	IA INGENIERIA SpA	6-1	Plazos de implementación de las Plataformas de Información Pública	Las empresas distribuidoras tendrán un plazo de seis meses a partir de la fecha de aprobación y publicación de la presente Norma para implementar la plataforma de información a la que se hace referencia en el Artículo 3-2, publicando <b>mensualmente</b> la información	En el artículo 2-8 se exige la actualización mensual. En el artículo 6-1 se regula el periodo transitorio.	No

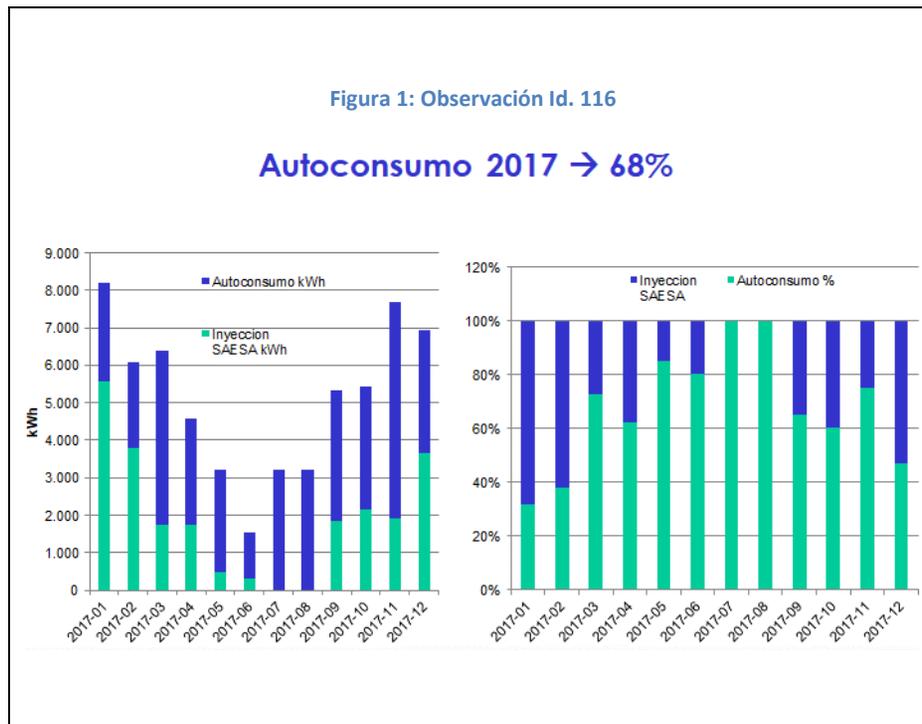
Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
108	EEAG	6-1	<p>Como se indicó con anterioridad, para la habilitación de la plataforma, las empresas requieren contar con 16 meses, lo que contempla el diseño y planificación, desarrollo (licitación, implementación, pruebas, ejecución y difusión) y marcha blanca, se solicita extender el plazo indicado.</p> <p>Además, considerando que hoy, del total de los alimentadores existentes, solo en menos de un 2% de ellos existen solicitudes de conexión y EG conectados, se solicita modificar el requerimiento de la publicación de la totalidad de la información, ya que la información general a solicitar debe ser concordantes con las necesidades de los nuevo EG que se quiera conectar. Se debe considerar que la carga y actualización de la información tiene asociado un costo el que tiene que ser evaluado en conjunto con los beneficios, es un esfuerzo que no genera beneficios para el sistema en su conjunto.</p> <p>Se propone que la información de las redes de distribución a cargar en la plataforma sea la relacionada con solicitudes de EG que no hayan ingresado por el proceso expeditivo, esto considerando que este tipo de generadores son de una mayor embargadora y podrán, eventualmente requerir realizar un mayor análisis para la toma de decisión de su desarrollo. Además, la norma debe indicar como se financiará la implementación de la plataforma y los trabajos relacionados con ellos.</p>	<p>Se solicita reemplazar el primer párrafo por el siguiente texto:</p> <p>Las empresas distribuidoras tendrán un plazo de <b>seis 16</b> meses a partir de la fecha de aprobación y publicación de la presente Norma para implementar plataforma de información a la que se hace referencia en el <b>Título 2-1 Artículo 3-2</b>, publicando la información que tengan disponible al momento de la implementación. A partir de la implementación, las empresas deberán ir publicando la información que vayan actualizando a partir de solicitudes de conexión <b>de forma semestralmente, incorporando los antecedentes de los nuevos alimentadores donde existe solicitud de información y de EG que no ingresaron por medio del proceso expeditivo. Dichos alimentadores deberán ser actualizado periódicamente según lo indicado en el art. 2-8, aunque no existan nuevas solicitudes. Al término de un mes desde la publicación de la Norma, las Empresas Distribuidoras deberán publicar la totalidad de la información requerida.</b></p>	<p>No se acoge observación en atención a la importancia de la publicidad de información para la transparencia del mercado, fomentando la competencia y disminuyendo barreras de entrada. El acceso a la información permite desarrollo del mercado y facilita la elaboración de análisis por parte de la academia y organismos públicos. Es relevante contar con información no sólo de alimentadores donde se hayan realizado solicitudes de conexión sino que del total de esto para así permitir a los usuarios, desarrolladores , academia estimar posibles instalaciones de EG y potenciales polos de desarrollo.</p>	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
109	EEAG	6-2	En base a las observaciones entregadas de forma precedente se solicita modificación del texto	Se solicita reemplazar por el siguiente texto:  La Plataforma SEC o la que desarrollen las empresas distribuidoras y todas sus funcionalidades <b>para la conexión de proyectos</b> , a las cuales se hace referencia en el Artículo 3-2, deberán encontrarse habilitadas por <b>las empresas distribuidoras</b> en un plazo inferior a <b>12 4</b> meses contados desde la fecha de publicación de la presente norma. Durante el tiempo en que no se encuentren habilitadas la Plataformas <b>de las empresas</b> o todas aquellas funciones requeridas, <b>la plataforma SEC asumirá ese rol. Además</b> , la Superintendencia deberá señalar en su sitio web los medios mediante los cuales se desarrollará el proceso de conexión.	Se acepta la existencia de plataformas de las Empresas Distribuidora, las que en todo caso deben dar cumpliendo exigencias mínimas, como por ejemplo deberá estar integrada a plataforma de la Superintendencia.  En todo caso el Cliente o Usuario Final es quien decidirá el medio a través del cual se realice el proceso de conexión sea éste la Plataforma de la Superintendencia o de las Empresas Distribuidoras.	
110	EEAG	Transitorio	Se solicita establecer transitorio que indique que debe hacer un EG que se desee contar con un mecanismo limitador de inyecciones en el periodo en que no se emita las especificaciones de la Superintendencia.		La Superintendencia en uso de su facultad interpretativa, si estima pertinente, podrá definir las especificaciones.	No
111	EEAG	Transitorio	Se solicita incorporar transitorios que indiquen el procedimiento que se deberá realizar por el tiempo que SEC no indique ciertos procedimientos.		La Superintendencia en uso de su facultad interpretativa, si estima pertinente, podrá definir las especificaciones	No
112	EEAG	Transitorio	Se solicita incorporar transitorio para la opción de operación en isla hasta que SEC emita los requerimientos necesarios.		La Superintendencia en uso de su facultad interpretativa, si estima pertinente, podrá definir las especificaciones	No
113	Acesol	Generales	Recomiendo modificar los parámetros de la RI en base a zona urbana y rural en concordancia al DS 327. Dado que la practica nos indica que en las zonas de ruralidad siempre el voltaje esta más cercano al limite superior de la regulación		La Norma Técnica de Calidad de Servicios para Sistemas de Distribución es la normativa vigente que establece los límites para regulación de tensión diferencia zonas de baja y muy baja ruralidad. Los ajustes de las protecciones RI verifican el cumplimiento del estándar para la red de distribución, permitiendo al EG permanecer conectado en un rango de +-10% de la tensión nominal.	No
114	Acesol	Generales	Si no hay datos demanda mínima se debería considerar el 90% en vez del 30% propuesto		No hay argumento técnico que respalde la observación.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
115	Acesol	Generales	<p>Una tendencia en Alemania es que utilicen activos en la red DX con regulación de voltaje para la integración de FV, renovables y sistemas de almacenamiento descentralizados. Ve capítulo 5.5 de Fraunhofer Studie:  <a href="https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/151009PV_NetzintegrationV14.pdf">https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/151009PV_NetzintegrationV14.pdf</a></p> <p>Al otro lado los inversores mismos tienen la capacidad de regular el voltaje de salida cuando inyectan adicionalmente potencia reactiva (capacitiva o conductiva).</p>		<p>En la discusión de la ley de distribución se analizará la participación de EG en la prestación de SSCC, la normativa vigente no habilita explícitamente la participación y no contempla los principios de la operación de los EG en SSCC. Sin perjuicio de lo anterior en el artículo 5-18 se indica que el EG podrá operar con factores de potencia distintos de 1 en caso de que el cliente o usuario final manifieste conformidad, priorizando el factor de potencia igual a 1 para permitir inyecciones máximas.</p>	No se encuentra propuesta
116	Acesol	Generales	<p>El IEP restringe proyectos agrícolas o en general proyectos con demanda estacional y afecta el retorno del proyecto de este sector en comparación al reglamento antiguo dejando económicamente inviable el proyecto. Lo mismo ocurre con proyectos para Instituciones educativas. Se adjunto ejemplo real de colegio alemán Puerto Montt. Nuevo reglamento haría inviable el proyecto.</p>	Ver Figura 1	<p>Se aclara que el proceso de conexión no inviabiliza al proyecto. El proceso de conexión se puede desarrollar a través del proceso expeditivo en caso de que se verifiquen los criterios del artículo 3-11 (tipo 1), por medio del cálculo de valores de CIP e IEP de acuerdo a la metodología presente en el Título 4-1 (tipo 2), o determinado los valores de CIP e IEP por medio de estudios de conexión (tipo 3). En caso que el proceso de conexión tipo 2 concluyera que no es posible inyectar excedentes, el usuario final podría solicitar la realización de estudios, ya que tiene la habitación legal de inyectar a la red de distribución, en conformidad al artículo 114 de la Ley.</p>	
117	Acesol	Generales	<p>En caso de incorporar el IEP, la Capacidad permitida debería dejar de existir dado que con el concepto del IEP, la posible potencia de inyección se restringe de forma independiente de la capacidad real instalada, anulando su posible efecto a la red</p>		<p>El efecto de la Capacidad Instalada radica en los niveles de cortocircuito y la fluctuación de voltaje, y no en variables estáticas como flujos de potencia y variación permanente de tensión.</p>	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Sí/ No/ Parcialmente
118	Acesol	Generales	el transformador de distribución asociado tiene una demanda mínima de 60kW y el único sistema de generación conectado (o con SC aprobada) es un sistema de 3kW. El tamaño del empalme del cliente es de 6,6kVA y aún así solo nos permiten conectar 3,1kW de capacidad instalada, con una inyección máxima de 0,2kW.	Ver Figura 2	Se tiene la opción de que si se requiere mayor capacidad instalada se realicen estudios para determinar los impactos en la red. El cálculo de la CIP es una habilitación normativa para realizar conexiones de manera más rápida, sin restringir el derecho del usuario de solicitar estudios para considerar capacidades mayores.	No se encuentra propuesta
119	Acesol	Generales	Los clientes con transformador de uso exclusivo se ven perjudicados con el calculo de la IEP, se adjunta una tabla con el consumo de un packing en Chillan. Al analizar su consumo, solo tiene consumo en época de cosecha, haciendo inviable poder obtener una CIP/EIP cercano a la 150KVA dado que el aporte al alimentador que se analiza es 0. Esto efecto se ve amplificado en alimentadores periféricos o en las colas del sistema de distribución.	Ver Figura 3	Se aclara que el proceso de conexión no inviabiliza al proyecto. El proceso de conexión se puede desarrollar a través del proceso expeditivo en caso de que se verifiquen los criterios del artículo 3-11 (tipo 1), por medio del cálculo de valores de CIP e IEP de acuerdo a la metodología presente en el Título 4-1 (tipo 2), o determinado los valores de CIP e IEP por medio de estudios de conexión (tipo 3). En caso que el proceso de conexión tipo 2 concluyera que no es posible inyectar excedentes, el usuario final podría solicitar la realización de estudios, ya que tiene la habitación legal de inyectar a la red de distribución, en conformidad al artículo 114 de la Ley.	No se encuentra propuesta
120	Acesol	Generales	Se recomienda definir claramente los costos y plazos para los estudios de la distribuidora		Actualmente, los costos asociados a estudios son publicados en los sitios web de las Empresas Distribuidora.	Parcialmente
121	Acesol	Generales	La NT propuesta es general para todo tipo de tecnología de EG, por este motivo algunos artículos parecen excesivamente complejos. Por otra parte, a la fecha el 99,89% de los EG conectados son de tipo Solar Fotovoltaico, por lo que se propone se emitan 2 Anexos a la NT que sean versiones simplificadas para : -Anexo 1: NT para Solar FV Sin Almacenamiento -Anexo 2: NT para Solar FV Con Almacenamiento		La mayor parte de los requerimientos del proceso de conexión son aplicables a diferentes tipos de tecnologías indistintamente, cuando se debe hacer una precisión por tecnología ésta queda claramente establecida en la norma. No se observa necesario incorporar anexos.	No

Id	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Se acoge Si/ No/ Parcialmente
122	Acesol	Generales	Aclarar en general la definición de ALIMENTADOR		Alimentador se encuentra definido en el numeral 2 del Artículo 1-8. La definición corresponde a la definición que se encuentra en la NTD y que fue establecida en el proceso normativo correspondiente.	No



**Figura 2: Observación Id 118**

Información Técnica			
Conexión	Propiedad empalme	Cliente <input checked="" type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>	
	Capacidad del empalme	6,6 [kVA]	
	Tipo de empalme	<input checked="" type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico	
	Opción tarifaria del cliente	BT1	
	Identificación de Alimentador (aplica para clientes MT)	ID: Tensión: ___ [kV]	
	Identificación Transformador de Distribución Asociado: (Aplica para clientes BT)	ID: 16890 Tensiones: 15/0,23 [kV] Potencia: 300 [kVA]	
Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	Tecnología <sup>1</sup>	Conexión:	Capacidad Instalada:
	1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> 3φ <input checked="" type="checkbox"/> 1φ	3 [kW]
Datos de la red:	Tipo de red:	<input checked="" type="checkbox"/> 3φ <input type="checkbox"/> 2φ <input type="checkbox"/> 1φ	
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	SC <sub>Crafo</sub> <sup>2</sup> : 2637,0 [kVA] SC <sub>red PC</sub> <sup>3</sup> : 103,0 [kVA] SC <sub>red FA</sub> <sup>4</sup> : 63,8 [kVA]	
	Demanda Mínima:	En horas con sol: 60 [kW]	
		En horas sin sol: 60 [kW]	
Zona geográfica:		<input type="checkbox"/> 1 <input checked="" type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4	
Capacidad Instalada Permitida:	3,1 [kW], para sistemas tipo <sup>1</sup> : A <input checked="" type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>		
Capacidad de Inyección Permitida:	0,2 [kW], para sistemas tipo <sup>1</sup> : A <input checked="" type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>		

Figura 3: Observación Id 119

Factura	Emisión	Demanda Suministrada (kW)	Consumo Real
355018	jun-16	147,7	0
358837	jul-16	147,7	0
362936	ago-16	147,7	0
366918	sept-16	147,7	0
370796	oct-16	147,7	0
374884	nov-16	154,7	156,8
379075	dic-16	151,9	147
383149	ene-17	153,3	149,8
387059	feb-17	153,3	0
391156	mar-17	153,3	0
395259	abr-17	153,3	0
399572	may-17	153,3	0