



INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS

**Modificación de la Norma Técnica de Conexión y
Operación de PMGD**

Julio 2019

Resumen Observaciones recibidas durante el Proceso de Consulta Pública

Empresa	Capítulo 1	Capítulo 2	Capítulo 3	Capítulo 4	Capítulo 5	Capítulo 6	Capítulo 7	Otros	
Alex Igor EIRL	3	12	2	18	5	1	0		
Energy Kitchen GmbH	0	3	0	0	0	0	0		
Verano Capital	1	1	0	2	0	0	0		
CIGRE	0	1	0	3	0	0	0		
Greenergy	0	5	0	0	0	0	0		
Trivento	0	2	0	0	0	0	1		
IA Ingeniería	3	2	1	1	0	0	0		
Engie	0	5	0	0	0	0	0		
Surenergía	7	4	0	2	0	1	0		
Coordinador	1	16	8	10	2	0	2		
DPP Holding Chile	0	3	0	0	0	0	1		
DE Capital	2	4	1	0	0	0	3		
EnorChile	1	5	0	4	0	0	1		
APEMEC	0	2	0	0	0	0	2		
ACERA	2	17	4	1	1	0	5		
Eléctrica Puntilla	1	4	3	3	4	0	0		
Eugenio H. Fernández	2	9	2	12	5	2	0		
Katherine Hoelck	0	5	1	0	0	0	0		
EEAG	6	35	12	21	10	0	0	10	
Colbún	3	3	5	8	4	0	1		
GPM AG	3	10	1	4	0	0	1		
TOTAL	35	148	40	89	31	4	17	10	TOTAL
									374



Observaciones Capítulo 1: Terminología y exigencias generales

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Alex Igor EIRL	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-1	Se sugiere explicitar "Entrada en Operación", no queda claro, como definición si es del tipo comercial o técnica. Se sugiere, para no entrar en mala interpretación "Entrada en Operación" como momento en que Coordinador aprueba la Operación comercial.	Sugerencia Entrada en Operación: Momento en que el Coordinador, luego de cumplido todos los requerimientos previos, aprueba la Operación Comercial del PMGD, para la participación del Balance de Transferencia Económicas entre Generadores.	Rechazada.	La observación se rechaza ya que la Entrada en Operación se encuentra definida en el artículo 1-11 de la presente NT.
2	Alex Igor EIRL	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-1	Literal 19, error de redacción		Aceptada.	Se acepta, pero considerando que la referencia era al artículo 1-11.
3	Sergio Barrientos Burgué	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-1	Existe la posibilidad que un PMGD se conecte a una red MT propiedad de un tercero que no es una Empresa Distribuidora, y que a su vez esa red MT sí esté conectada a un alimentador MT de una Empresa Distribuidora. Por ello es conveniente establecer que en ese caso el PMGD queda sujeto a la presente norma	La presente norma técnica (en adelante, NTCO) establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (en adelante, PMGD), en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad (en adelante, Empresas Distribuidoras) o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público (en adelante, Empresas Distribuidoras), ya sea que el PMGD se conecte directamente o a través de redes propiedad de terceros a las redes de Empresas Distribuidoras , en ejecución ...	Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
4	EnorChile S.A.	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-1	Se propone incorporar nuevas abreviaturas consistentes con las propuestas que se desarrollará respecto de otros títulos. El formato no permite proponer modificaciones al artículo 1-10, por tal razón se identifican de la manera en que se ha realizado.	Artículo 1-10. 1) CC: Centro de Control 2) CCo: Costo de Conexión. 3) CDC: Centro de Despacho y Control:	Rechazada.	No se ve la necesidad de incluir esta sigla, ya que no se ocupa en la NT.
5	GPM AG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-1	Se propone incorporar nuevas abreviaturas consistentes con las propuestas que se desarrollará respecto de otros títulos. El formato no permite proponer modificaciones al artículo 1-10, por tal razón se identifican de la manera en que se ha realizado.	Artículo 1-10. 1) CC: Centro de Control 2) CCo: Costo de Conexión. 3) CDC: Centro de Despacho y Control:	Rechazada.	No se ve la necesidad de incluir esta sigla, ya que no se ocupa en la NT

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
6	IA INGENIERIA SpA	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	La definición de Servicios Auxiliares es muy limitada. En efecto en el caso de centrales de biomasa el proceso requiere motores, sopladores, agitadores, bombas, calderas, válvulas, sistemas de protecciones, Etc	31) Servicios Auxiliares: Equipos que participan en el funcionamiento de las unidades generadoras y subestaciones, ya sea en la alimentación de los equipos de generación, manejo de combustible, de mando y control, iluminación, protección de las instalaciones tanto en condiciones normales de generación como durante los periodos de mantenimiento, falla, puesta en servicio y parada de las unidades o en la seguridad de los mismos.	Rechazada.	La definición es lo suficientemente amplia para incorporar todos aquellos consumos de equipamiento que cumpla con lo indicado como Servicios Auxiliares.
7	Eugenio H. Fernández	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	Este artículo plantea una prohibición escondida de derecho, ya que es prácticamente imposible que un proyecto de envergadura de un EG residencial pueda cumplir y/o costear el proceso de conexión exigido para un PMGD en baja tensión. Esto dado que el artículo 1-6 de la propuesta de Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación (NTEG), propone que los EG que opten por precio libre serán considerados PMGD. La obligación de que si un EG elige estar acogido a un régimen de "precio libre" deba quedar bajo la norma de PMGD es algo totalmente desproporcionado (acá suponiendo que con "precio libre" se refieren a las opciones de valorizar sus inyecciones a costo marginal o a precio estabilizado para PMGD, ya que no se define "precio libre" en la propuesta de NTEG), por lo que se debe definir en la propuesta de NTEG o en la NTCO un procedimiento abreviado para proyectos de envergadura tipo EG. Las razones son las siguientes: A) En el artículo 2-6 literal a) puntos II y III, y literal b) punto I de la propuesta de NTCO, se solicitan documentos que por ejemplo, un EG fotovoltaico construido en el tejado de una casa, no dispondrá debido a su condición de cliente, como la "Información Legal de la empresa propietaria" dado que el propietario corresponde a una persona natural, o planos técnicos de la propiedad y títulos de ésta que no son requeridos para poner paneles fotovoltaicos en un tejado.	Desarrollar un proceso de conexión abreviado y acorde a la envergadura de un EG que sería considerado PMGD debido al artículo 1-6 de la propuesta de Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.	Rechazada.	La Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante "LGSE") y sus modificaciones, establecen que el derecho a inyectar los excedentes es para los clientes sujetos a regulación de precios (clientes regulados), por lo que si un cliente pasa a régimen de Cliente Libre, su instalación de generación no puede continuar bajo la figura de Netbilling. Con esto, solo le queda la figura de PMGD para seguir utilizando las redes de distribución para inyectar sus excedentes por lo que no hay prohibición de derecho alguna en la disposición planteada. Esto se encuentra regulado en el artículo 1-6 de la NT Net Billing.



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<p>B) Si el EG quiere acceder a precios libres será considerado PMGD según el artículo 1-6 de la NTEG, por lo que requerirá obtener la Declaración en Construcción reglamentada en la Resolución Exenta N°659 como es solicitado en el artículo 2-13 de la propuesta de NTCO. Para obtener la Declaración en Construcción se solicita tener, además de aprobado el ICC, entregar la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) así como el Permiso de Construcción de la Dirección de Obras Municipal (IFC, ex CUS), ambos permisos que no aplican por ejemplo a la instalación de paneles fotovoltaicos sobre el tejado de una casa, por ejemplo. Adicionalmente, creo que es un sinsentido atiborrar a la CNE de Declaraciones en Construcción de proyectos que por su capacidad corresponden a EG, además de que la Resolución que publica los proyectos Declarados en Construcción se puede volver innecesariamente extensa.</p>			

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
7	Eugenio H. Fernández	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	<p>C) En la propuesta de NTCO se solicita que los PMGD cumplan con los siguientes Anexos Técnicos del Coordinador: (i) "Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" (art. 2-15 y art. 4-15), y (ii) "Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas" (art. 2-15), los que de por sí ya solicitan requerimientos que un EG no puede satisfacer, estos Anexos Técnicos además solicitan cumplir Anexos adicionales: (iii) "Anexo Técnico Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconecten al SI", (iv) "Anexo Técnico Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras", (v) "Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras", (vi) "Anexo Técnico Información Requerida para los Estudios de Protecciones" (el cual no está publicado en el sitio web del CEN), (vii) "Anexo Técnico Sistemas de Medidas de Energía" (el cual no está publicado en el sitio web del CEN), (viii) "Anexo Técnico Sistemas de Monitoreo", (ix) "Anexo Técnico Definición de Parámetros Técnicos y Operacionales para el envío de datos al SITR".</p> <p>Como verán, de forma encubierta se está solicitando a un EG el mismo procedimiento de conexión que deben cumplir las centrales eléctricas como Ralco, lo que es excesivo en tiempo y costo para una inversión tan pequeña como un EG, por ejemplo de paneles fotovoltaicos sobre el techo de una casa. Además, el Coordinador ya tiene suficiente trabajo entre estudios y proyectos a conectar como para perder su tiempo verificando que se cumpla el sin fin de requisitos que exigen para centrales de la envergadura de un EG, siendo una pérdida innecesaria de recursos y tiempo.</p>	<p>Desarrollar un proceso de conexión abreviado y acorde a la envergadura de un EG que sería considerado PMGD debido al artículo 1-6 de la propuesta de Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.</p>	Rechazada.	<p>La LGSE y sus modificaciones, establecen que el derecho a inyectar los excedentes es para los clientes sujetos a regulación de precios (clientes regulados), por lo que si un cliente pasa a régimen de Cliente Libre, su instalación de generación no puede continuar bajo la figura de Netbilling. Con esto, solo le queda la figura de PMGD para seguir utilizando las redes de distribución para inyectar sus excedentes por lo que no hay prohibición de derecho alguna en la disposición planteada. Esto se encuentra regulado en el artículo 1-6 de la NT Net Billing.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
7	Eugenio H. Fernández	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	<p>D) Tanto el requisito de art. 4-15 punto 3.15 de la propuesta de NTCO como las exigencias del enlace de comunicaciones requerido por los anexos técnicos "Anexo Técnico Sistemas de Medida para Transferencias Económicas", "Anexo Técnico Sistemas de Monitoreo", y "Anexo Técnico Definición de Parámetros Técnicos y Operacionales para el envío de datos al SITR" llevan al PMGD a requerir un enlace dedicado de comunicaciones, que en caso de centrales ubicadas lejos de los centros urbanos pueden llevar a requerir enlaces satelitales dedicados cuyos costos mensuales superan los US\$1.000, algo totalmente prohibitivo para proyectos de envergadura de EG, por ejemplo, de paneles fotovoltaicos sobre el techo de una casa.</p> <p>E) La información requerida por el "Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" así como en otros de estos Anexos está completamente fuera de proporción, por ejemplo, respecto a un EG fotovoltaico instalado sobre el techo de una casa, incluso, algunos datos requieren estudios que no tienen sentido para un simple empalme, y cuyos costos pueden competir fácilmente con la inversión total del EG.</p> <p>F) Los estudios técnicos solicitados en el título 2-3 o 2-11 de la propuesta de NTCO como requisito de conexión de PMGDs (Estudios de Flujos de Potencia, Estudios de Cortocircuitos, Estudios de Ajuste de Protecciones) tienen costos que pueden competir con la inversión total de un EG, como un grupo fotovoltaico sobre el tejado de una casa. Otros estudios como el de malla de tierra o pruebas de aislamiento también mencionados en la propuesta de NTCO caen también en la categoría de impagables para un EG.</p>	<p>Desarrollar un proceso de conexión abreviado y acorde a la envergadura de un EG que sería considerado PMGD debido al artículo 1-6 de la propuesta de Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.</p>	Rechazada.	<p>La LGSE y sus modificaciones, establecen que el derecho a inyectar los excedentes es para los clientes sujetos a regulación de precios (clientes regulados), por lo que si un cliente pasa a régimen de Cliente Libre, su instalación de generación no puede continuar bajo la figura de Netbilling. Con esto, solo le queda la figura de PMGD para seguir utilizando las redes de distribución para inyectar sus excedentes por lo que no hay prohibición de derecho alguna en la disposición planteada. Esto se encuentra regulado en el artículo 1-6 de la NT Net Billing.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
7	Eugenio H. Fernández	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	G) Tanto en los artículos 5-8 como 6-1 se podría solicitar pruebas a través de inyección secundaria, pruebas cuya realización puede costar a un EG pequeño tanto como el total de su inversión. E) En la misma propuesta de NTCO se indica que los proyectos de envergadura de un EG no valen la pena en ser considerados como PMGD dado que no influyen en la seguridad del sistema, por ejemplo en los artículos 2-18 y 2-23 se indica explícitamente que para los estudios a realizar se considera que "para el caso de los EG sólo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW."	Desarrollar un proceso de conexión abreviado y acorde a la envergadura de un EG que sería considerado PMGD debido al artículo 1-6 de la propuesta de Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.	Rechazada.	La LGSE y sus modificaciones, establecen que el derecho a inyectar los excedentes es para los clientes sujetos a regulación de precios (clientes regulados), por lo que si un cliente pasa a régimen de Cliente Libre, su instalación de generación no puede continuar bajo la figura de Netbilling. Con esto, solo le queda la figura de PMGD para seguir utilizando las redes de distribución para inyectar sus excedentes por lo que no hay prohibición de derecho alguna en la disposición planteada. Esto se encuentra regulado en el artículo 1-6 de la NT Net Billing.
8	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	Las exigencias técnicas que deben cumplir los PMGD no solo están relacionadas con el proceso de conexión, sino que también con la realización de estudios, el sistema de monitoreo y control, condiciones técnicas por ser Coordinado, entre otros. Por lo tanto, el hecho de que un PMGD se conecte en Baja Tensión no debe significar de forma alguna un detrimento en los estándares que éste debe cumplir en relación a aquellos que se conecten en Media Tensión. Por lo tanto, el tratamiento de los PMGD que se conecten a Baja Tensión debe realizarse en una Norma Técnica específica y no ser asociados a un EG Netbilling. De lo contrario, un PMGD que se conecte en Baja Tensión deberá cumplir con la presente Norma Técnica.	Se propone la siguiente modificación: Todas las exigencias de la presente NT son aplicables a los PMGD que se conecten en media tensión. Si un interesado desea conectarse en baja tensión deberá cumplir las exigencias técnicas de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión, pero siguiendo el procedimiento indicado en el Reglamento.	Aceptada parcialmente.	Se modificará la redacción con tal que se entienda que exigencias debe cumplir una instalación de pendiendo de sus características técnicas (conexión en media o baja tensión) y de su entidad (EG o PMGD).

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
9	COLBÚN S.A.	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-2	En la versión vigente de la NTCO (2016), en el Artículo 1-5, último párrafo, se indica: "Por su parte, las empresas de subtransmisión a cuyas instalaciones se propaguen las inyecciones de un PMGD deberán informar a la Empresa Distribuidora correspondiente, el tiempo que tomará realizar las obras tal que las inyecciones del PMGD puedan ser evacuadas al sistema de subtransmisión y no causen un desmedro en la seguridad y calidad del servicio." Al respecto, la NTCO en observación (2019) no hace alusión a dicho párrafo, y como tiene relación con la seguridad y calidad de servicio, se solicita incluir en el documento final, sólo modificando la mención a subtransmisión como zonal.	Incluir el siguiente párrafo: "Por su parte, las empresas <u>zonales</u> a cuyas instalaciones se propaguen las inyecciones de un PMGD deberán informar a la Empresa Distribuidora correspondiente, el tiempo que tomará realizar las obras tal que las inyecciones del PMGD puedan ser evacuadas al sistema <u>zonal</u> y no causen un desmedro en la seguridad y calidad del servicio."	Rechazada.	Este artículo se justificaba bajo el esquema antiguo de ampliaciones de subtransmisión, en donde las empresas hacían las inversiones. Luego de la Ley 20.936 y siendo la expansión de instalaciones mandatada por la Comisión, el artículo carece de sentido.
10	IA INGENIERIA SpA		1-4	Existen tecnologías tan nuevas que aún no tienen Norma. Efectivamente, existe una tecnología llamada "hidroneumática", que utiliza la gravedad y flotación, y además aprovecha las diferentes densidades de los fluidos . La máquina produce corriente alterna, pero la conexión al sistema se puede hacer mediante un equipo rectificador-inversor de tecnología "full converter". Es decir, si la conexión al sistema eléctrico se hace usando una interfaz de tipo "full converter" la solución debería ser aceptable para el sistema.	Agregar un texto aclaratorio. "La exigencia de Norma se aplica al equipo que realiza la conexión a la red eléctrica, es decir el equipo que realiza la regulación de tensión y frecuencia"	Rechazada.	El artículo 1-3 "otras tecnologías" recoge cómo deben incorporarse tecnologías distintas a las especificadas en la presente NT.
11	Eléctrica Puntilla S.A.	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-5	Se indica que "Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente.". Sin embargo, no se indica en particular la normativa vigente por lo que si hay una definición de usuario distinta entre normas, puede producirse un error de interpretación.	Se propone modificar el artículo según lo siguiente: "Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente, y en especial en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución . Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD."	Rechazada.	Cualquier instalación que se conecte al sistema, se encuentra sometida a todas las normas técnicas, reglamentos y en general a la normativa vigente, independiente del punto de conexión.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
12	Alex Igor EIRL	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	Se sugiere agregar una oración que explicita que la Entrada en Operación, es de carácter comercial (ya definido en id 1) y por lo tanto el PMGD permanecerá conectado al SD. Lo anterior se sustenta en que algunas Distribuidoras (área legal) entienden que el PMGD debe quedar desconectado hasta obtener su aprobación.	Una vez finalizada la puesta en servicio con la aprobación del Protocolo de puesta en Servicio por parte del Coordinador y de la Empresa Distribuidora, el Interesado deberá solicitar la Entrada en Operación al Coordinador. No obstante el PMGD permanecerá conectado al SD a la espera de lo indicado.	Aceptada parcialmente.	Se ajustará redacción para indicar que el PMGD deberá ser conectado una vez finalizadas las pruebas de puesta en servicio del Título 5-3, sin ser necesario contar con la autorización de Entrada en Operación del Coordinador.
13	Verano Capital Holding SpA	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	Indica que <i>"Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley, con el objeto de mantener la vigencia del ICC"</i> . Debe considerar un plazo razonable para hacer la declaración en construcción, ya que para eso se deben adjuntar órdenes de compra o facturas de los equipos principales, que solo se comienzan a tramitar cuando se cuenta con la seguridad de que el proyecto ha sido aprobado (ICC).	Debe decir: <i>"Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar dispondrán de hasta seis meses para obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley, con el objeto de mantener la vigencia del ICC"</i>	Rechazada.	Rechazada. No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción para mantener la vigencia del ICC
14	Coordinador Eléctrico Nacional	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	El Coordinador aprueba la fecha de energización, no la Puesta en Servicio como tal. La distribuidora en conjunto con un instalador eléctrico autorizado por la SEC aprueba el Protocolo de Puesta en Servicio.	Una vez finalizada la puesta en servicio con la aprobación del Protocolo de puesta en Servicio por parte de la Empresa Distribuidora, el Interesado deberá solicitar la Entrada en Operación al Coordinador.	Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
15	DECapital	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	No queda claro en qué momento se debe obtener la Declaración en Construcción dado que más adelante, en el artículo 2-13, se solicita la misma Declaración tres meses después se otorga una eventual prórroga. Además los plazos para la obtención de la Declaración varían dependiendo del tipo de proyecto (obtención de RCA -en caso de que lo requiera-, obtención de PAS, etc.) y en el caso de los proyectos de 9 MW es imposible cumplir con este requisito.	Una vez obtenido el ICC los PMGD, que no hayan requerido la obtención de una RCA, previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, dentro del plazo de vigencia del ICC , de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley".	Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción para mantener la vigencia del ICC

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
16	ACERA	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	<p>Este artículo genera confusión y falta de coherencia con lo expresado en el artículo 2-13 sobre la vigencia y renovación de la Declaración en Construcción. El artículo 1-6 del borrador se menciona que, con el objeto de mantener la vigencia del ICC, es necesario obtener y conservar la Declaración en Construcción. Sobre este punto, ¿en qué momento luego de obtenido el ICC se debe obtener la Declaración en Construcción? ¿Implica que es una condición para la extensión de la vigencia y por lo tanto debe estar lista al momento de solicitar la prórroga (mes 8)? Si esto es así ¿qué sentido tiene en el artículo 2-13 mantener la declaración en construcción obtenida en el mes 8 hasta el 12 (3 meses después de la renovación del ICC)? ¿Qué sucede si la declaración en construcción es revocada después del mes 12? ¿Qué se entiende por PMGD "previsto de conectar"? Una opción para eliminar esta incoherencia sería mantener la frase en el artículo 1-6, y eliminar el requisito en el artículo 2-13. Esto permitiría exigir que, una vez obtenida la declaración en construcción, esta debería mantenerse vigente con el propósito de conservar la ICC. Sin embargo esto produce otro problema, especialmente para aquellos proyectos sobre 3 MW que requieren hacer Declaración o Estudios de Impacto Ambiental. Según la RE N°659 de 2016, para la obtención de la Declaración en construcción se requiere tener la Resolución de Calificación Ambiental (RCA). Como consecuencia de lo anterior, la exigencia de la obtención de la Declaración en Construcción equivale a exigir la obtención de la RCA más el plazo necesario para aparecer en la resolución de la CNE de declaración en construcción. Lo que para proyectos de gran tamaño difícilmente se logrará a tiempo para la solicitud de prórroga del ICC (antes del mes 8), sobre todo considerando que los tiempos de la tramitación ambiental, no sólo dependen de la diligencia con la cual actué el desarrollador del proyecto, sino que también dependen de los servicios públicos</p>	<p>Los interesados en conectar un PMGD a un Sistema de Distribución deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y la presente NT para obtener el Informe de Criterios de Conexión (en adelante, "ICC"). Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el 729-17 de la Ley, con el objeto de mantener la vigencia de la ICC. Una vez finalizada la puesta en servicio con la aprobación del Protocolo de puesta en Servicio por parte del Coordinador y de la Empresa Distribuidora, el interesado deberá solicitar la Entrada en Operación al Coordinador.</p>	<p>Aceptada parcialmente.</p>	<p>Se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción para mantener la vigencia del ICC.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<p>involucrados.</p> <p>Como consecuencia de la argumentación descrita en los párrafos anteriores, se estima que la incorporación de la frase "<i>Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el 72º-17 de la Ley, con el objeto de mantener la vigencia de la ICC</i>", crea una exigencia adicional arbitraria a los proyectos que requieren Declaración o Evaluación ambiental, superiores a 3 MW, que va en contra del espíritu del DS N°244 que es permitir la conexión de proyectos de hasta 9 MW, y se solicita eliminar esta frase del artículo N° 1-6. Evaluar si corresponde ubicar en el capítulo de puesta en servicio.</p>			
17	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-6	Se propone modificación al texto considerando que el PMGD no solo deberá mantener la vigencia del ICC sino que también cumplir con lo indicado en la presente NT para prorrogar la vigencia del ICC	Se propone la siguiente modificación: Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión de conformidad a lo dispuesto en el 72º-17 de la Ley y lo establecido en la presente NT , con el objeto de mantener la vigencia del ICC.	Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción para mantener la vigencia del ICC.
18	IA INGENIERIA SpA		1-8	Acceso público a los que se refiere el Título 2-2 y Título 2-3 y el estudio de costos descrito en el Título 2-5	Los costos de la realización y/o revisión de los estudios técnicos a los que se refiere el Título 2-2 y Título 2-3 y el estudio de costos descrito en el Título 2-5, deberán ser de acceso público mediante los medios de publicación que dispongan las Empresas Distribuidoras en forma permanente y gratuita para todos los Interesados . En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán guardar coherencia con aquellos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue aceptada la respectiva SCR, de acuerdo a lo indicado en el artículo 2-7.	Rechazada.	La presente NT ya señala en el artículo 2-2 las características de la información pública de los sistemas de distribución, la que debe tener un acceso público y gratuito.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
19	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-8 y 1-9	En el art. 1-8 se indica que: "En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán guardar coherencia con aquellos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue presentada la respectiva SCR". Luego, el art. 1-9 establece que: "La valorización de las actividades necesarias para efectuar la conexión del PMGD señalada en el Título 5-3, deberán ser calculadas por la Empresa Distribuidora, debiendo guardar coherencia con aquellos costos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue presentada la SCR". Al respecto cabe señalar que ni los estudios a que hace referencia el artículo 1-8 ni las actividades especificadas en el artículo 1-9 son sujetas a fijación de precio y por lo tanto no corresponde que sean reguladas mediante este instrumento.	1) Se deben realizar las siguientes modificaciones en el artículo 1-8: Los costos de la realización y/o revisión de los estudios técnicos a los que se refiere el Título 2-2 y Título 2-3 y el estudio de costos descrito en el Título 2-5, deberán ser de acceso público mediante los medios de publicación que dispongan las Empresas Distribuidoras. En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán guardar coherencia con aquellos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue aceptada la respectiva SCR, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 2-7. 2) eliminar el artículo 1-9	Rechazada.	Se rechaza la observación. No obstante se aclara que efectivamente estos costos hoy no forman parte de los "servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica". Sin embargo, lo que establece el artículo es que la determinación de los costos guarde coherencia con una metodología eficiente para cuantificar dichos costos.
20	DECapital	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Punto 19) es continuación del punto 25)	Eliminar texto del punto 19). Punto 25) deberá quedar como: 25) Protección Red e Instalación (Protección RI): Protección que actúa sobre el Interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.	Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
21	ACERA	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Punto 19) es continuación del punto 25)	Eliminar texto del punto 19). Punto 25) deberá quedar como: 24) Protección Red e Instalación (Protección RI): Protección que actúa sobre el Interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.	Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
22	Eugenio H. Fernández	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Literal 19 corresponde al final de la definición del literal 25		Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
23	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Falta incluir la definición de subalimentador, se solicita incorporar		Rechazada.	La definición de Alimentador contempla lo que comúnmente se entendía como subalimentador.
24	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Se propone eliminar la definición de "interesando" dada la complejidad de su definición y que con la habilitación de la plataforma todo interesado tendrá acceso a ella. Un interesado puede ser una persona que aún no inicia el proceso de conexión del cual la empresa distribuidora, el Coordinador y la Superintendencia no tienen conocimiento de su interés por no haber realizado ninguna manifestación. Por ello, donde se establece "Interesado" en la norma, se propone indicar que las empresas distribuidoras deberán tener la información en sus plataformas del proceso de conexión de un PMGD. En subsidio de la propuesta anterior, se solicita complementar la definición de interesado, estableciendo que el interesado es aquella persona natural o jurídica que tenga ingresado una Solicitud de Conexión a la Red, por medio de la plataforma habilitada para ello. Dejará de ser Interesado la persona natural o jurídica que i) tenga conectado su PMGD, pasando a ser un Coordinado, o ii) aquella persona natural o jurídica que no siga en el proceso de conexión de un PMGD por desistimiento propio o por no cumplir los plazos y requerimientos establecidos en el reglamento y en la presente norma.	Se propone la siguiente modificación: Interesado(s): Persona natural o jurídica interesada en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente	Acceptada parcialmente.	Se acoge la segunda parte de la propuesta, se hará el ajuste en la redacción de la NT.
25	EEAG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11, 25)	Respecto a la protección Red e Instalación, la definición se encuentra incompleta, se solicita complementar.	Se propone la siguiente modificación: 25) Protección de Red e Instalación: Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.	Acceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
26	COLBÚN S.A.	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	Definición 19) dice: " <i>Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección</i> ", dicho párrafo corresponde a una parte faltante de la definición 25) "Protección Red e Instalación (Protección RI)".	Corregir el Artículo 1-11 "Definiciones", incluir al final de la definición 25), lo que aparece como definición 19).	Acceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
27	GPM AG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	OBSERVACIÓN CORRESPONDE AL ARTÍCULO 1.11 (lista desplegable no contiene artículo 1.11). En numeral 1), ¿por qué se hace esta exigencia de propiedad? Existen alimentadores de propietarios distintos cuya responsabilidad para la conexión de usuarios se define respecto a la propiedad de equipos u otras soluciones acordadas.	Eliminar última oración del numeral 1), después del último punto seguido.	Rechazada.	Esta definición es igual a la contenida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, y su fin es establecer derechos y deberes para los distintos propietarios dentro de un mismo alimentador (hablando en términos de infraestructura física). La definición solo busca establecer diferencias en las obligaciones que determina esta norma técnica, no prohibiendo múltiples propietarios en un mismo alimentador.
28	GPM AG	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	1-11	OBSERVACIÓN CORRESPONDE AL ARTÍCULO 1.11 (lista desplegable no contiene artículo 1.11) En numeral 25) no está completa la definición.	Corregir definición.	Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
29	COLBÚN S.A.	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	General	Sugerimos agregar una minuta que acompañe a esta norma y donde se explicita el motivo de los cambios introducidos respecto a la versión anterior. Sería conveniente que cada nueva normativa o actualización fuese acompañada de un documento de estas características.		Rechazada.	El procedimiento normativo que lleva a cabo la Comisión considera un proceso público y participativo, por lo que en la página web de la Comisión se encuentran disponibles todos los antecedentes respecto a la modificación de la presente NT.
30	Sergio Barrientos Burgué			Artículo 1-11, numeral 1. 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	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, Cada tramo del Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no	Rechazada.	La definición de Alimentador contempla que si un Alimentador tiene otro propietario, entonces es otro Alimentador.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				práctica existen clientes en alimentadores que desde la subestación primaria hasta el punto de conexión del cliente tienen más de un propietario.	pudiendo existir un tramo de Alimentador con más de un propietario.		
31	Sergio Barrientos Burgué			Artículo 1-11, numeral 19. Esta definición está incompleta.		Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
32	Sergio Barrientos Burgué			Artículo 1-11, numeral 25. Esta definición está incompleta.		Aceptada.	Se ajustará NT de acuerdo a lo observado.
33	Sergio Barrientos Burgué			Artículo 1-11, numeral 26. En su frase final expresa "Si en la cabecera del Alimentador la potencia tiene sentido hacia la subestación primaria, se deberá restar tal medición de la potencia de los PMGD." No se entiende la aplicación de esta condición y cuál es su justificación en el marco del DFL 4.	Antes de ser posible entregar una propuesta de texto se agradecerá fundamentar esta exigencia o condición.	Rechazada.	La definición indica una convención sobre cómo considerar la potencia consumida de la inyectada y respecto de qué punto.
34	Sergio Barrientos Burgué			1) Participación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en los procesos definidos en la norma. Se sugiere establecer en cada una de las instancias en que se incluye la participación de SEC, ya sea en la definición de formularios u otros, del plazo en que ello estará resuelto e informado a todos los interesados.		Rechazada.	La Superintendencia podrá requerir la información que requiera para el cumplimiento de sus funciones conforme sus facultades legales.
35	Sergio Barrientos Burgué			2) Se sugiere a la CNE que, tal como ha hecho el Ministerio de Energía con el Reglamento de Transmisión puesto en consulta hasta mediados de enero recién pasado, una vez recibidas las observaciones y propuestas de los interesados en participar, las publique en su página web en un plazo similar el de consulta pública de la norma.		Rechazada.	Conforme lo establecido en el Decreto Supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía, la Comisión debe emitir un informe consolidado de respuestas a las observaciones recibidas durante la consulta pública del proceso normativo que corresponda. Por tanto, dicha información será publicada en el portal normativo (página web de la Comisión).



Observaciones Capítulo 2: Procedimiento de Conexión

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	¿Cuál es el tiempo establecido para que la Empresa Distribuidora realice la reevaluación de los estudios sistémicos y costos de conexión, si entre el ICC y entrada en operación del PMGD cambian las condiciones bajo las cuales se emitió ICC?	La Empresa Distribuidora podrá realizar una reevaluación de los estudios sistémicos y de los Costos de Conexión, en caso que entre la emisión del ICC y la Entrada en Operación del PMGD cambien considerablemente las condiciones bajo las cuales se emitió el ICC, para lo cual la Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo de 30 días hábiles desde el momento en que se acredite el cambio en las condiciones.	Aceptada parcialmente.	Se modifica texto en función de la propuesta, pero definiendo un plazo distinto.
2	DECapital	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	En el segundo párrafo se habla de que las condiciones cambien considerablemente, esto puede ser ambiguo y queda al arbitrio de la distribuidora, por lo que se propone agregar un par de condiciones para establecer el estándar de lo que es un cambio considerable (sin limitarlo).	La Empresa Distribuidora podrá realizar una reevaluación de los estudios sistémicos y de los Costos de Conexión, en caso de que entre la emisión del ICC y la Entrada en Operación del PMGD, ocurra, pero no se limite a, alguna de las siguientes situaciones: a. Vencimiento de ICC de PMGD previo. b. PMGD con ICC posterior realice obras adicionales. c. Cambio considerable y permanente en la topología de la red.	Aceptada parcialmente.	Se analizaron los casos planteados en la observación, concluyendo que el caso donde es necesario volver a realizar los estudios sistémicos es cuando un PMGD previo ve vencido su ICC.
3	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	En el segundo párrafo se habla de que las condiciones cambien considerablemente, esto puede ser ambiguo y queda al arbitrio de la distribuidora, por lo que se propone agregar las condiciones para establecer el estándar de lo que es un cambio considerable (sin limitarlo). Se solicita agregar lo indicado en el campo Propuesta de Texto.	La Empresa Distribuidora podrá realizar una reevaluación de los estudios sistémicos y de los Costos de Conexión, en caso de que entre la emisión del ICC y la Entrada en Operación del PMGD, ocurra alguna de las siguientes situaciones: a. Vencimiento de ICC de PMGD previo. b. PMGD con ICC posterior realice obras adicionales. c. Cambio considerable y permanente en la topología de la red, en cuyo caso, la empresa distribuidora deberá justificar técnicamente ante la Superintendencia la re-evaluación del ICC.	Aceptada parcialmente.	Se analizaron los casos planteados en la observación, concluyendo que el caso donde es necesario volver a realizar los estudios sistémicos es cuando un PMGD previo ve vencido su ICC.
4	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	El plazo de los 4 meses para la evaluación de una SCR definido por el DS244, o la vigencia del ICC no siempre se cumple. Existen ocasiones en que por razones ajenas al desarrollador (demora en procedimiento de obtención del ICC, reconfiguración de alimentadores, ejecución de obras adicionales) existen retrasos que impactan en el cumplimiento de los plazos establecidos en el DS 244.	-El intercambio de información durante el proceso de conexión entre la Empresa Distribuidora, el Coordinador y el Interesado, deberá efectuarse según las disposiciones del presente título y el Reglamento, debiendo cumplir con los plazos establecidos, calidad de la información y las exigencias mínimas establecidas para evaluar la factibilidad de su conexión. En caso de que el Interesado negligentemente no cumpla con lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá dar	Rechazada.	Los motivos planteados en la observación no corresponden a causales que impiden cumplir con los plazos indicados, motivo por el cual no se justifica la modificación solicitada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				Se solicita agregar lo indicado en el campo Propuesta de Texto	término al proceso de conexión, para lo cual el Interesado deberá iniciar el proceso de conexión desde lo dispuesto en el Artículo 2-4.		
5	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	<p>Se debe definir en el último párrafo quién será quien pague por los estudios de reevaluación a los que se le da derecho a realizar a la Distribuidora. Dado que al obtener la ICC el generador adquiere un derecho de conectarse, para el cual en su obtención se consideraron todos los proyectos de generación, consumo y transmisión que hubiese indicado la empresa Distribuidora, y dado a que el orden de mérito en las SCR lleva a que sea el propietario del ICC el único generador admitido a conectarse posterior a las consideraciones de los estudios exigidos para obtener el ICC, si ocurren cambios en la red de distribución imprevistos por la empresa distribuidora mientras el generador construye el PMGD es responsabilidad de la Distribuidora no haber previsto apropiadamente las modificaciones dentro de su red, las que se citan en el artículo y llevarían a la reevaluación. Por estos motivos deberían ser los estudios de reevaluación se a costo de la empresa distribuidora.</p> <p>Adicionalmente, debería ser la Distribuidora responsable de los costos y pérdidas en las cuales podría incurrir o haber incurrido el generador debido a los cambios que nazcan desde los estudios de reevaluación respecto a los que ya se habían aprobado en el ICC.</p>	<p>Eliminar el segundo párrafo del artículo 2-1, dado que al realizar el ICC la Empresa Distribuidora debe responsabilizarse de las condiciones que solicite, ya que la ICC corresponde a la entrega de un derecho legal hacia el generador. Las condiciones de un contrato no pueden modificarse unilateralmente, por lo que con un ICC debiese funcionar de igual manera (al final será parte del contrato entre la Distribuidora y el generador). En su defecto, hacer responsable a la Distribuidora por las consecuencias económicas asociadas a nuevos estudios.</p>	Rechazada.	<p>No procede eliminar el inciso por las razones indicadas en la observación. De todas maneras se hizo precisión en el texto indicando cuales son los casos donde se deben reevaluar los estudios sistémicos.</p>
6	Katherine Hoelck	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	Correcciones por cambio de capacidad instalada	Definir un plazo para la corrección	Rechazada.	<p>Un cambio en la capacidad instalada requiere el ingreso de una nueva SCR, a menos que se trate de un PMGD de tipo INS que puede ajustar</p>
7	Katherine Hoelck	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	Correcciones por cambios de escenario, vencimiento, desistimiento de ICC anteriores	Definir plazos y responsables	Aceptada parcialmente.	<p>Se definió plazo para la reevaluación por parte de la Distribuidora. Con respecto al segundo punto (responsabilidad) eso ya está definido en el texto del artículo.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
8	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-1	En segundo inciso, se solicita que la empresa distribuidora realice FUNDADAMENTE la reevaluación, y fundamente claramente los cambios considerables de las condiciones según señala el artículo.	En inciso segundo, agregar el término "fundada" entre "reevaluación" y "de". Además agregar lo siguiente después del punto aparte, que pasa a ser punto seguido: "La Empresa Distribuidora deberá fundamentar a través de un informe fundado que los cambios en las condiciones requieren una reevaluación de los estudios sistémicos y de los Costos de Conexión, lo cual deberá ser comunicado a la SEC."	Aceptada parcialmente.	Se establecen los casos donde es necesario hacer la reevaluación de los estudios, los que deben ser fundados.
9	Katherine Hoelck	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	En el material público se debe incluir el costo de revisión de los estudios.	La Empresa Distribuidora debe incluir como información pública el listado de los estudios técnicos necesarios en caso de que el PMGD sea calificado como impacto significativo, y además los costos de la realización y de revisión de estos estudios en caso que el interesado opte por que estos sean realizados por la Empresa Distribuidora.	Rechazada.	Lo requerido en la observación ya se encuentra contenido en la propuesta (Artículo 1-8).
10	CIGRE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	El siguiente Párrafo: "Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible, a través de un medio electrónico de acceso público y gratuito, al menos la información que se indica a continuación. La información disponible deberá ser descargable y permitir a cualquier Interesado, efectuar las evaluaciones necesarias para elaborar una SCR y realizar posteriormente los estudios técnicos". Es relevante hacer una reflexión con respecto a la información de carácter técnico que se pide que las Empresas Distribuidoras pongan como información pública. Dada nuestra realidad chilena, hoy no contamos con una ley de Infraestructuras Críticas que nos permita proteger y clasificar de mejor manera la información técnica de los sistemas eléctricos que puedan llegar a ser una fuente amenazas tanto del mundo físico (actos terroristas) como en el ciberespacio (hackeo a los sistemas). Es de suma relevancia que en el sector eléctrico se tomen acuerdos acerca del manejo y clasificación de información sensible desde el punto de vista de la	Es por ello que recomiendo que se solicite publicar solamente la información técnica que es necesariamente relevante para hacer el estudio de un SCR, mientras que otra información sea complementaria y que podría solicitarse a posteriori. Discrepo con que la información debiera estar de manera pública a cualquier interesado (en etapas tempranas de un proyecto), ya que no sabemos si todos estos interesados requieren la información para buenos fines, pensando solamente en hacer el estudio SCR. A mi juicio esta información técnica debiera ser de carácter RESERVADO, solamente pudiendo ser entregada vía solicitud mediante formulario (tal como se solicita en el Artículo 2-4) en donde se conozca al solicitante y los fines requeridos. Para ello, quién debiera responder las solicitudes aceptando o rechazando en virtud de los antecedentes entregados por el interesado, debiera ser la Superintendencia, de tal manera de velar por la transparencia y objetividad. Medidas como ésta nos permiten proteger nuestra Infraestructura Crítica como país y reconocer cuáles son datos públicos a compartir con todos y	Rechazada.	La observación se basa en la criticidad de las instalaciones de Distribución, sin entrar en detalle del por qué esta infraestructura debiese tener dicho tratamiento. La información que debe ser pública es de similares características a la que hoy tienen los Sistemas de Transmisión, dando información clara y permitiendo el acceso abierto a dichas instalaciones.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				seguridad para las personas como la defensa de las infraestructuras críticas.	cuáles son datos de carácter sensible que puedan afectar los servicios hacia los consumidores o la estabilidad de los servicios públicos.		
11	IA INGENIERIA SpA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	La empresa distribuidora debe publicar la lista de interesados en conectar a un alimentador, pero no obliga a explicar quiénes son los socios de esos proyectos	xi. Propietario de la red y los nombres de los socios detrás de los proyectos	Rechazada.	Lo requerido en la observación ya se encuentra contenido en la propuesta. (tercer inciso, numeral i) del Artículo 2-2).
12	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Con respecto a la información disponible por medio electrónico de acceso público y gratuito por parte de las Empresas Distribuidoras, ¿existirá un formato estándar o cada Empresa Distribuidora definirá el formato de ésta?	Debido al volumen de información y con el objeto de tener una trazabilidad universal, se propone que la NTCO disponga de un formato estándar, tipo base de datos, para que las Empresas Distribuidoras entreguen la información.	Rechazada.	Lo requerido en la observación ya se encuentra contenido en la propuesta. En este caso es la SEC la que debe indicar los formatos específicos para la entrega de información.
13	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Con respecto al punto: <i>"La información que se publique respecto de proyectos PMGD en proceso de conexión o en operación, deberá incluir al menos lo siguiente: i. Nómina de Interesados con proceso de conexión vigente, estado en el que se encuentran, fechas de ingreso de SCR, emisión y vencimiento de ICC. Se deberá incluir las características principales de cada PMGD, o de su modificación, Punto de Conexión e identificar el Alimentador asociado. Adicionalmente, se deberá indicar el orden de revisión de SCR de acuerdo a lo indicado en Artículo 2-7."</i> Se deben definir cuáles son las características principales que se desean conocer, para ello se propone que se haga referencia al formato indicado en un Anexo y crear dicho Anexo con los formatos exigidos.	La información que se publique respecto de proyectos PMGD en proceso de conexión o en operación, deberá incluir al menos lo siguiente: i. Nómina de Interesados con proceso de conexión vigente, estado en el que se encuentran, fechas de ingreso de SCR, emisión y vencimiento de ICC. Se deberá incluir las características principales de cada PMGD, o de su modificación, Punto de Conexión e identificar el Alimentador asociado. Adicionalmente, se deberá indicar el orden de revisión de SCR de acuerdo a lo indicado en Artículo 2-7. Esta información deberá ser entregada utilizando el formato indicado en Anexos.	Rechazada.	Lo requerido en la observación ya se encuentra contenido en la propuesta. En este caso es la SEC la que debe indicar los formatos específicos para la entrega de información.
14	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Informaciones a entregar: <i>"Perfil de tensión de los 12 meses anteriores en la cabecera del Alimentador."</i> Favor precisar el nivel de detalle de la información (se sugiere que sea horario).		Aceptada parcialmente.	Se hará mención a las características de la medición en cabecera de alimentador en los términos definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
15	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>Los literales que se indican a continuación requieren agregar antecedentes técnicos para poder realizar los estudios eléctricos para la conexión de un PMGD. Literales a considerar: viii, xii, xiii, xxi, xxii</p> <p>Además, en relación a las obras CAPEX de las redes de cada empresa distribuidora debiesen tener un horizonte de proyección y análisis de al menos dos (2) años, a fin de no posponer obras por efecto de conexión de un PMGD, el que en promedio tiene un periodo de al menos un (1) año desde que inicia su proceso de conexión hasta que entra en servicio, las que podrían ser traspasadas el interesado de conectarse.</p> <p>Adicionalmente, y de acuerdo a las necesidades de realizar las evaluaciones de PMGD de INS se requieren antecedentes de los EG de más de 100 kW; la curva de duración por alimentador de los transformadores de distribución, y los costos de instalaciones de distribución para la estimación de un refuerzo o extensión para ello se requiere los asociados a VNR y para nuevas instalaciones, considerando el código de VNR y su especificación de equipo (entendible para interesados con poco conocimiento de las instalaciones)</p> <p>Se solicita agregar la información en función de lo indicado en el campo de Propuesta de Texto.</p>	<p>vii. Numero de fases, distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros) y factor de potencia de cada una de las cargas.</p> <p>viii. Límite de capacidad térmica (kA) del conductor, diferenciando la capacidad diurna, nocturna y/o de acuerdo a temperatura ambiente.</p> <p>xii. Equipos fusibles y Reconectores, indicando capacidad de operación normal y capacidad de ruptura simétrica. Para los reconectores se debe incluir los parámetros de configuración de todas las variables con las cuales actuará la protección (sobre y sub tensión, sobre y sub frecuencia, salto vector, tiempos de operación, etc.), marca modelo y control bajo el que opera.</p> <p>xiii. Equipos reguladores de tensión, indicando modelo, marca, capacidad de operación normal, impedancia de secuencia positiva y cero, tipo de conexión y tensión controlada por CTBC, cantidad de vasos o equipos, cantidad de pasos y tamaño de cada uno.</p> <p>xxi. Planes de obras futuros o en curso en Alimentadores, a causa de crecimientos en la demanda o mejoras en la calidad de servicio. Estos planes incluyen refuerzos de red, interconexiones entre Alimentadores e instalación de nuevos equipos de maniobra o protección y deben contemplar un horizonte de al menos dos (2) años desde su definición por parte de la empresa Distribuidora, el cual debe ser presentado a la Superintendencia como respaldo. Estos antecedentes deben contener costos estimados de inversión y plazos de ejecución.</p> <p>xxii. Medidas en cabecera del alimentador, con perfiles cada 15 minutos. Se deben incluir potencias (P, Q y S), corrientes (kA), factor de potencia y tensiones entre líneas (kV). Se deben excluir aquellos datos que representen traspasos de cargas entre alimentadores.</p> <p>Si no se cuenta con medidas en la cabecera del Alimentador se deberán entregar las potencias y corrientes máximas y mínimas, mensuales en</p>	Aceptada parcialmente.	Se incorporan al texto del artículo algunas de las solicitudes planteadas en la observación, como lo son información de obras previstas o en curso en el alimentador en cuestión, y acerca de la información de la medición en cabecera de alimentador.



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					<p>horario diurno y nocturno, en la cabecera del Alimentador, dentro de una ventana móvil de 1 año atrás.</p> <p>xxiii. Listado de EG mayores a 100 kW, con las fechas de entrada en servicio (en operación y previstos de conectarse), su asociación de poste, potencia del transformador al que está conectado, potencia medida en kW, tecnología, aportes de cortocircuito.</p> <p>xxiv. Curvas de duración de los transformadores de distribución de cada alimentador o una curva característica para distintos tipos de consumos, para lo cual se debe tipificar al alimentador con un tipo para realizar la asociación de los consumos.</p> <p>xxv. Listado de instalaciones de distribución con sus códigos y nombres, asociados a los costos estimados VNR y para nuevas instalaciones.</p>		

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
16	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>Los antecedentes que la empresa Distribuidora debe disponer en el medio electrónico de acceso público sobre los PMGD en operación, debe indicar con mayor precisión los antecedentes que debe entregar.</p> <p>Se solicita agregar la información en función de lo indicado en el campo de Propuesta de Texto.</p>	<p>ii. Información respecto de los PMGD en operación: disposición en la red indicando su posición georreferenciada, asociación a poste, parámetros eléctricos del transformador (si es que cuentan con ellos) y de la línea con la cual se interconecta el PMGD con la red de distribución, perfiles de generación, de preferencia con resolución cada 1 hora la que coincide con la información enviada por los PMGD que ingresaron por el proceso que establece la anterior NTCO, factor de potencia y su respectivo Factor de Referenciación vigente.</p> <p>iii. Planificación de obras en el Alimentador por concepto de PMGD, con detalle de las obras y costos que se establecen por este concepto.</p>	Rechazada.	<p>Será la SEC quien en la definición del formato establezca los detalles acerca de la información requerida.</p>
17	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>La capacidad nominal de un transformador varía según el estado de ventilación, por lo que para representar todo el potencial de transformación se deben considerar estas condiciones.</p> <p>Se solicita agregar lo indicado en el campo Propuesta de Texto.</p>	<p>xvi. Potencia aparente en distintos estados de ventilación de los transformadores MT/BT, indicando número de fases y distribución de fases.</p>	Rechazada.	<p>Será la SEC quien en la definición del formato establezca los detalles acerca de la información requerida.</p>
18	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>La capacidad de una subestación cambia según la configuración de sus transformadores y en los diagramas unilineales no necesariamente se incluyen los criterios de operación real de una S/E.</p> <p>Se solicita agregar lo indicado en el campo Propuesta de Texto.</p>	<p>xxiii. Criterio de operación de los interruptores de la Subestación Primario de Distribución</p>	Rechazada.	<p>La información relativa a las instalaciones de transmisión son responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional, ya que es el quién conoce la operación de las instalaciones bajo su coordinación.</p>
19	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>Literal xiii, no se define el significado de las siglas CTBC ni en el artículo en cuestión ni en el artículo 1-10.</p>	<p>agregar el significado de las siglas en el artículo 1-10</p>	Aceptada.	<p>Se agregará definición.</p>
20	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>Debido a lo dinámico de las redes de distribución y a que la actualización de la información pública no es inmediata, es que las evaluaciones deben ser catalogadas como preliminares, ya que para confirmar que la información es fehaciente existen formularios respectivos que validan ese proceso de información pública.</p> <p>Lo anterior, por la complejidad de tener la información en línea de las redes de distribución.</p>	<p>Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible, a través de un medio electrónico de acceso público y gratuito, al menos la información que se indica a continuación. La información disponible deberá ser descargable y permitir a cualquier Interesado, efectuar las evaluaciones necesarias para elaborar una SCR y realizar posteriormente los estudios técnicos preliminares.</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se modifica texto para establecer solo la obligación de publicación de la información. La información que se utiliza para la realización de los estudios técnicos es la que se establece en la respuesta a la SCR indicada en el artículo 2-5.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
21	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Se debe tener presente que la información a cargar en la plataforma es para que los desarrolladores realicen estudios de carácter preliminar. Por lo que, teniendo en consideración el dinamismo de las redes y que se están solicitando antecedentes que no son requeridos para el proceso de evaluación se propone la siguiente modificación al texto:	<p>xi. Equipos fusibles y reconectores, indicando marca, modelo, capacidad de operación normal y capacidad de ruptura simétrica.</p> <p>xii. Equipos reguladores de tensión y, indicando modelo, marca, capacidad de operación normal, impedancia de secuencia positiva y cero, tipo de conexión y tensión controlada por CTBC.</p>	Rechazada.	La información es la base, no solo de los estudios preliminares, sino de todo el proceso de elaboración del ICC. Su completitud desde el inicio permite tener menores instancias de iteración para poder obtenerla.
22	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Se propone modificación del artículo. Los formatos que se proponen eliminar se encuentran contenidos con el CSV. Mediante este formato las redes pueden ser modeladas en cualquier software.	<p>Toda la información suministrada por las Empresas Distribuidoras deberá encontrarse disponible en un formato tipo plano, de preferencia CSV, que pueda ser descargable. La Superintendencia deberá indicar los formatos específicos para la entrega de la información, el cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público. Sin perjuicio de lo anterior, si la Empresa Distribuidora posee información técnica en formato CAD o equivalente, DigSILENT, PSS/E u otro software equivalente de análisis de sistemas eléctricos, u información en otro formato que sea de utilidad pública, deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público para ser descargada.</p>	Rechazada.	Si la información está en otro formato que permita análisis con mayor eficacia, deber ser provista por la Empresa Distribuidora.
23	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Se propone modificación al texto	<p>Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible, a través de un medio electrónico de acceso público y gratuito, información respecto de sus instalaciones, de proyectos PMGD en proceso de conexión o en operación y de los estudios técnicos a desarrollar por los interesados.</p>	Rechazada.	No existe el texto observado en el borrador de Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (en adelante NTCO o NT) sometido a consulta pública.
24	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	<p>Para los estudios preliminares de un PMGD es necesario contar con los valores máximos y mínimos en cabecera del alimentador. Por lo que un perfil cada 15 minutos es un detalle excesivo para la realización de un estudio de este tipo. Se solicita eliminar literal xxi.</p> <p>De lo contrario, se solicita indicar en el capítulo 7: Disposiciones transitorias, que la exigencia de medidas en cabecera del alimentador, con perfiles cada 15 minutos comenzará a regir dentro de un plazo no inferior a 3 años contados desde la publicación de a</p>	<p>Medidas en cabecera del alimentador, con perfiles cada 15 minutos. Se deben incluir potencias, corrientes, factor de potencia y tensiones entre líneas. Se deben excluir aquellos datos que representen traspasos de cargas entre alimentadores</p>	<p>Aceptada parcialmente.</p>	Las características de la medición en cabecera de alimentador deben cumplir las exigencias conforme lo dispuesto en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				NTCD en el Diario Oficial, lo anterior en consistencia con lo establecido en el art. 7-8 de dicha norma.			
25	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-2	Se solicita eliminar el requerimiento de informar los detalles de equipos fusibles dado el dinamismo de sus cambios. Este requerimiento no es necesario para los pre-estudios.	Se propone la siguiente modificación: XII. Equipos fusibles indicando ubicación y reconectores, indicando marca, modelo, ubicación, capacidad de operación normal y capacidad de ruptura simétrica.	Rechazada.	La información es la base, no solo de los estudios preliminares, sino de todo el proceso de elaboración del ICC. Su completitud desde el inicio permite tener menores instancias de iteración para poder obtenerla.
26	Katherine Hoelck	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-3	Generadores convencionales con un factor de planta menor de un 5% no se consideran en los estudios pero se pueden despachar lo que provocaría una operación del alimentador completo ya que su aporte no está en el estudio de protecciones.	Consulta: ¿Si no se consideran en los estudios, pueden quedar fuera de despacho? Está creciendo mucho la generación térmica y esto puede volverse un problema muy importante. Además, se habla descarbonificar la matriz energética y en PMGD se está llenando de térmicos.	Rechazada.	Considerando que no hay una propuesta de modificación del artículo, se rechaza.
27	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-3	Para los casos que existen alimentadores que se conecten a alimentadores de propiedad de otra empresa, se solicita ampliar los plazos del proceso de conexión, considerando que la coordinación entre ambas empresas hace que el proceso sea más lento. Además, se solicita establecer que SEC determinará estos plazos. De no ser posible, se solicita realizar las modificaciones necesarias en el reglamento para permitir esta coordinación. Además, se solicita incorporar que respecto a los costos de revisión de los estudios, estos tendrán que considerar la necesidad de revisión por ambas empresas distribuidoras. Asimismo, el presente Art. Debe establecer el orden de prelación que tendrán que considerar ambas empresas distribuidoras para llevar el proceso de conexión, considerando que deberá existir una única lista de solicitudes en todo el alimentador, no solo se deberá considerar el conjunto de instalaciones, sino también el conjunto de solicitudes que abarque toda la red de distribución aguas debajo de la subestación primaria. Adicionalmente debe quedar claramente establecido que empresa está a cargo de llevar el proceso. Finalmente, cada empresa debe ser la encargada de	En caso de que exista un Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, para el proceso de conexión de PMGD se deberá considerar el conjunto de instalaciones y solicitudes como un solo sistema que abarque toda la red en distribución media tensión aguas abajo de la subestación primaria. Para ello, la Empresa Distribuidora propietaria del alimentador más cercano a la subestación primaria será la que llevará los procesos de solicitud, mientras que el propietario del segundo Alimentador deberá disponer, en conformidad a lo indicado en el Artículo 2-2, de toda la información necesaria a la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, para que esta última pueda implementar dicho proceso. Las Empresas Distribuidoras deberán coordinarse en todas las etapas del proceso de conexión, para cumplir con los plazos establecidos en la presente NT. Lo anterior, sin perjuicio de que cada empresa distribuidora sea la responsable de definir y ejecutar obras que afecten a sus instalaciones	Aceptada parcialmente.	Se ajustará redacción del artículo para incorporar mejoras, pero se mantiene obligación de distribuidoras y la exigencia de dar cumplimiento a los plazos establecidos en la normativa.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				realizar y definir sus propias obras debido a que es la responsable de mantener la calidad y servicio de las mismas, por lo tanto, no es posible que la responsabilidad en la modificación de sus instalaciones sea trasladada a otra empresa.	producto de la conexión del PMGD. La Superintendencia determinará los plazos que se deberán cumplir en estos casos, los que deberán tener una extensión mayor que para los casos en que un alimentador tenga un único propietario.		
28	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-4	Considerando que la plataforma tendrá la información para hacer los estudios preliminares necesarios para la conexión del PMGD, se solicita eliminar punto d, ya que esta información es irrelevante en esta etapa de desarrollo del PMGD. Se propone que sea solicitada por medio del formulario 3 y entregada en el formulario 4.	Se proponen las siguientes modificaciones: I. Nombre y rut del representante legal o persona jurídica, junto con la fotocopia del documento vigente. II. Giro y código SII de la persona jurídica, junto con la fotocopia del documento vigente b. Nombre y dirección del proyecto, incluyendo ubicación georreferenciada ... Ubicación del PMGD, incluyendo comuna, región y coordenadas.	Aceptada parcialmente.	Se agregan los medios de comprobación de la información requerida. Se elimina del texto el literal d) y el último inciso del artículo, estableciendo en los transitorios su tratamiento mientras no esté operativo el portal de información al que se refiere el artículo 2-2.
29	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-5	Se debe establecer claramente el plazo de respuesta que la empresa Distribuidora sobre la Solicitud de Información del Interesado, los que no debiesen diferir del plazo que establece el DS N°244, vale decir 15 días contados desde su recepción.	... La Empresa Distribuidora deberá informar sobre la comunicación a la que se refiere el artículo anterior a los demás Interesados, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento. En dicha comunicación se deberán incluir todos los antecedentes entregados por el Interesado según lo descrito en el Artículo 2-4. La Empresa Distribuidora deberá responder la Solicitud de Información del Interesado, de acuerdo a los plazos y destinatarios señalados en el Reglamento, que establece un plazo máximo de quince (15) días contados desde la recepción, utilizando para ello el "formulario de respuesta a la solicitud de información" que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente: ...	Rechazada.	El plazo está claramente establecido en la reglamentación vigente, no pudiendo la NT modificarlo ni establecer uno que difiera del mismo.
30	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-5	Respecto a la responsabilidad de informar sobre la comunicación de solicitudes de información a los interesados, se indica que determinar quiénes son los interesados es complejo, por ello se propone cambiar el requerimiento a que esta información deberá ser informada por medio de la plataforma que se disponga para la conexión de los PMGD.	Se proponen las siguientes modificaciones: La Empresa Distribuidora deberá informar por medio de la plataforma de conexión de PMGD sobre la comunicación a la que se refiere el artículo anterior a los demás Interesados, esta información deberá ser cargada dentro del plazo máximo de 10 días hábiles desde la comunicación al solicitante, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento. En dicha comunicación se deberán incluir todos los	Rechazada.	Lo indicado en el artículo corresponde a lo establecido por el Reglamento.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					antecedentes entregados por el Interesado según lo descrito en el Artículo 2-4.		
31	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-5	<p>El artículo indica que la empresa distribuidora deberá revisar la consistencia de la información disponible cada vez que un interesado presente un "formulario de solicitud de información.</p> <p>Considerando que: (i) esta parte del proceso no puede ser eliminada porque se encuentra establecida en el reglamento; (ii) se está estableciendo la plataforma PMGD con información de los alimentadores intentando reducir las solicitudes de información; (iii) la información estará a disposición para cualquier interesado, (iv) los estudios realizados por los desarrolladores son de carácter preliminares; (v) teniendo presente el aumento de PMGD que están solicitando conexión, (vi) que el art. 2-4 establece que la información deberá ser actualizada cada vez que ocurra un cambio relevante en la red o algún cambio en los proyectos PMGD; y (vii) considerando que la publicación de la información en un medio electrónico busca agilizar los procesos no solo para los desarrolladores, sino que también para la empresa distribuidora, se solicita modificar la periodicidad de la información a semestral. Además, se solicita eliminar literal c y d, ya que se entregará en el formulario 4. También, se propone incorporar información de los procesos de solicitudes vigentes en el alimentador, dado que son los antecedentes relevantes para un nuevo proyecto.</p>	<p>Se proponen las siguientes modificaciones: c. Respuesta de la solicitud de información faltante, incompleta o inconsistente en medio electrónico de acceso público d. Declaración de revisión de consistencia de información dispuesta en medio electrónico de acceso público. La Empresa Distribuidora deberá revisar semestralmente cada vez que un interesado presente un "formulario de solicitud de información", que la información pública disponible esté correcta. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Interesado solicite información faltante, la Empresa Distribuidora deberá poner a disposición dicha información en el medio electrónico de acceso público.</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se elimina el literal c), estableciendo en los transitorios su tratamiento mientras no esté operativo el portal de información. Se modifica literal d), indicando que en caso de haber alguna modificación de la información publicada en el portal, la Empresa a través de la respuesta a la Solicitud de la Información debe indicar cual son los datos modificados y entregar la nueva información, sin perjuicio que debe actualizar la información del portal. Se establece que la revisión de la completitud y calidad de la información publicada se debe realizar permanentemente.</p>
32	Energy Kitchen GmbH.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	<p>En el punto b.I del Art. 2-6, sería fundamental agregar que el título habilitante esté registrado en el Conservador de Bienes Raíces, CBR, correspondiente al emplazamiento del proyecto PMGD que propone el titular. Con esto, se cumpliría con el objetivo concreto de "cerrar la puerta" a los especuladores. Si no se procede de esta forma, lo más probable que los especuladores presenten contratos de arriendo privados (o en el mejor de los casos notarializados), pero no con la certeza jurídica mínima necesaria para el desarrollo (y posterior etapa de financiamiento) de proyectos de este tipo. Idea es que sea una real valla a superar para los proyectos serios, que sin duda ya</p>	<p>"Título habilitante, registrado en el Conservador de Bienes Raíces correspondiente a la Comuna de emplazamiento del proyecto, para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto."</p>	Rechazada.	<p>En esta etapa se requiere información de estas características para poder analizar el impacto del proyecto. Sin embargo, respecto del título habilitante, se exigirá que quien suscribe el título habilitante acredite facultades para disponer del inmueble.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				cuentan (en fase de la SCR/Formulario 3) con un contrato de aseguramiento, o título habilitante, del terreno que sea bancable.			
33	Energy Kitchen GmbH.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	En el punto b.II del Art. 2-6, sería útil incluir un modelo standard de la declaración jurada, para asegurar la seriedad y efectividad de la declaración que firmen los titulares de los proyectos.	"II. Declaración jurada del titular del proyecto, según formato propuesto en el Anexo XXX de la presente Norma, indicando que el terreno acreditado en l posee las características necesarias del PMGD que se desea construir."	Rechazada.	El contenido de la declaración jurada debe ser el especificado en la NT.
34	Greenergy Renovables Pacific Ltda	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	Dentro de la documentación para iniciar revisión de SCR punto I. "Se debe acreditar contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto." En caso de que los terrenos a arrendar sean de Bienes Nacionales, sería conveniente puntualizar en este punto y que sea posible la aprobación del Formulario 3 SCR acreditando tramitación de CUO con Bienes Nacionales y no contar con contrato de arriendo con Bienes Nacionales ya que este trámite demora años.	Artículo 2-6 b.I "Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o en el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso , goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto. En el caso de emplazamiento sobre terrenos fiscales acreditar avance de tramitación de concesión de uso oneroso"	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada reconociendo situación de terrenos fiscales.
35	DPP Holding Chile	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	Debe existir un criterio común y objetivo para todas las compañías distribuidoras para considerar válido un título habilitante. Además, se debe hacer una distinción entre los terrenos privados y los terrenos fiscales. Respecto a éstos últimos, el período de tramitación de una concesión ante el Ministerio de Bienes Nacionales es bastante más extensa que los plazos que tarda firmar un contrato entre privados. La duración de dicho procedimiento no depende exclusivamente del desarrollador.	I. Para el caso de terrenos privados: Título habilitante, otorgado por escritura pública, para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto. II. Para el caso de terrenos fiscales cuya administración corresponde a BBNN deberá acreditar el cumplimiento copulativo de los siguientes requisitos: a. Ingreso solicitud de Concesión de Uso Oneroso. b. Validación Catastral 1 de la solicitud referida en la letra precedente. III. Declaración jurada del titular del proyecto, indicando que los documentos proporcionados en los puntos I y II precedentes no han sido obtenidos mediante fraude o dolo.	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada reconociendo situación de terrenos fiscales.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
36	DECapital	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	Sobre el título habilitante, se propone hacer la distinción entre terrenos públicos y privados. En el caso de los terrenos privados el objetivo es elevar el estándar, por lo que se propone que el título habilitante se a través de escritura pública. Se debe definir una distancia máxima entre el terreno presentado y el punto de conexión para evitar la utilización de terrenos que no sean factibles económicamente de conectar a la red. En el caso de los terrenos públicos, dado los plazos que toma tramitar una concesión de uso oneroso son extensos, se propone que una vez que el desarrollador ingrese una solicitud para obtener una concesión, el Ministerio de Bienes Nacionales dé respuesta mediante una resolución que admita a trámite y que así se valide la seriedad del proyecto. Por lo que el título habilitante en este caso sería la solicitud y la resolución de admisibilidad.	Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto firmado por escritura pública. En el caso de bienes nacionales de uso público, se debe presentar la solicitud de concesión de uso oneroso y la correspondiente "Aprobación de Planos y Notificación de Garantía de Seriedad de Oferta" del Ministerio de Bienes Nacionales. El o los terrenos deberán encontrarse a una distancia máxima de 1 kilómetro/cada MW de potencia instalada, desde el punto de conexión presentado en el SCR.	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada reconociendo situación de terrenos fiscales.
37	DECapital	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	Sobre la declaración jurada, para la SCR es muy difícil validar en una etapa tan temprana que el terreno cumple con todas las condiciones para poder desarrollar el proyecto. Por lo general, todos los contratos de arrendamientos están sujetos a una etapa de estudios en donde se valida esta condición. Se propone que la declaración jurada sea sobre la veracidad de la información entregada en la SCR	Declaración jurada del titular del proyecto señalando la veracidad de la información entregada en el punto II para iniciar la SCR.	Rechazada.	La información requerida es mínima para la evaluación de un proyecto de las características de un PMGD.
38	APEMEC		2-6	Dentro de los títulos habilitantes respecto del terreno, que permiten presentar una Solicitud de Conexión a la Red ("SCR") proponemos agregar la titularidad de un derecho de aprovechamiento de aguas. Creemos que eso cumple el principio de demostrar una vinculación concreta con el lugar donde se pide un punto de conexión, dado que la ubicación del derecho de aprovechamiento de aguas determina la ubicación del proyecto mini hidro y habilita a imponer las servidumbres necesarias para su ejecución	Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno, o derechos de aprovechamiento de aguas que lo habilite para desarrollar el proyecto.	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada, en aquellos casos que corresponda.
39	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	"c. Solicitud de evaluación como PMGD de impacto no significativo." Aparece esta solicitud como documento a enviar por defecto. Si se sabe que el proyecto tendrá impacto no se necesita enviar obligatoriamente. Se solicita agregar la frase según lo indicado en el campo de Propuesta de Texto	c. Si corresponde, solicitud de evaluación como PMGD de impacto no significativo.	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
40	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	<p><i>"b. Documentación para iniciar revisión de SCR. I. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto."</i></p> <p>Se solicita especificar con qué criterios serán aprobados o rechazados los títulos habilitantes por la empresa distribuidora.</p>		Rechazada.	La observación no presenta una propuesta de modificación, lo cual no permite su completo análisis. La distribuidora no aprueba o rechaza los títulos habilitantes. El interesado deberá acompañar en la SCR lo señalado en la NT.
41	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	<p>Con el propósito de asegurar la seriedad de la documentación presentada relativa al terreno, se solicita que para la tramitación de terrenos privados el título habilitante sea otorgado mediante escritura pública.</p> <p>Debe existir un criterio común y objetivo para todas las compañías distribuidoras para considerar válido un título habilitante. Además, se debe hacer una distinción entre los terrenos privados y los terrenos fiscales. Respecto a éstos últimos, el período de tramitación de una concesión ante el Ministerio de Bienes Nacionales es bastante más extensa que los plazos que tarda firmar un contrato entre privados. La duración de dicho procedimiento no depende exclusivamente del desarrollador.</p> <p>Sobre la declaración jurada, en una etapa tan temprana como la que corresponde la SCR, es poco probable que el desarrollador tenga la certeza que el terreno cumple con todas las condiciones para poder desarrollar el proyecto. Desde esta perspectiva, la redacción para la Declaración Jurada propuesta en el borrador da entender que el desarrollador asegura la aptitud completa del terreno, incluso antes de haber iniciado con los estudios eléctricos y probablemente también los ambientales. Por lo general, todos los contratos de arrendamiento están sujetos a una etapa de estudios en donde se valida esta condición. Se propone que la declaración jurada sea sobre la veracidad de la información entregada en la SCR. Para evitar errores, se</p>	<p>I. Para el caso de terrenos privados: Título habilitante, otorgado por escritura pública, para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto.</p> <p>II. Para el caso de terrenos fiscales cuya administración corresponde al Ministerio de Bienes Nacionales, el interesado deberá acreditar el cumplimiento copulativo de los siguientes requisitos: a. Ingreso solicitud de Concesión de Uso Oneroso. b. Validación Catastral 1 de la solicitud referida en la letra precedente.</p> <p>III. Declaración jurada del titular del proyecto, indicando tanto la veracidad de la información entregada como que los documentos proporcionados en los puntos I y II precedentes no han sido obtenidos mediante fraude o dolo. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles deberá poner a disposición de los interesados un modelo de declaración jurada único para cada tipo de título habilitante.</p> <p>IV. Un determinado título habilitante podrá ser presentado sólo para una SCR.</p>	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				solicita que dicha declaración sea puesta a disposición mediante un formato tipo elaborado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC). Se solicita hacer los cambios al Artículo 2-6 b) según lo indicado en el campo de Propuesta de Texto			
42	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-6	Considerando las observaciones antes expuestas respecto de la revisión de la información en la plataforma o nuevas solicitudes de información, se solicita indicar que el interesado deberá solicitar a la empresa distribuidora la actualización de dicha información o requerir mayores antecedentes al ingresar la SCR, y que la empresa distribuidora cargará dicha información en un plazo de 15 días hábiles.	Se propone incorporar el siguiente inciso final: El interesado deberá solicitar a la empresa distribuidora la actualización de dicha información o requerir mayores antecedentes al ingresar la SCR, y que la empresa distribuidora cargará dicha información en un plazo de 15 días hábiles.	Rechazada.	De todas formas se establece en los transitorios de la NT el tratamiento de la información mientras no esté operativo el portal de información.
43	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	Pudiese existir que la Distribuidora no realice observación en el plazo de 10 días corridos de la presentación de la SCR, y que existe un retraso en la entrega de esta (superior a 20 días), alegando que la SCR no fue respondida en plazo por falta de información y podría ser rechazada. Se sugiere explicitar esta situación.	En caso que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR. <u>Si por el contrario la Distribuidora no realiza observación alguna en el plazo indicado, se dará por aceptada la SCR</u>	Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto en el sentido de que la empresa Distribuidora en el plazo establecido en la NT deberá indicar al interesado si tiene o no observaciones. En todo caso, la fiscalización de los plazos establecidos a lo largo de la NTCO es competencia de la SEC.
44	Greenery Renovables Pacific Ltda	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	"La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir desde que se haya resuelto la SCR precedente, lo que corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado," En el caso más favorable, se alarga en 1 mes (20 días hábiles) la respuesta del SCR (Formulario 4) precedente con respecto a la NTCO anterior. En el caso más desfavorable debemos esperar a la emisión del Formulario 8 aceptando el ICC, sin observaciones y eso supone 1 mes y medio (30 días hábiles). Supone un retraso en avance de procesos de las SCR que se encuentran posteriormente.	Artículo 2-7 párrafo 3 "La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir desde que se haya resuelto la SCR precedente, lo que corresponderá a la fecha de entrega por parte de la distribuidora del Estudio de Costo de Conexión y emisión de ICC"	Rechazada.	En el marco de esta modificación normativa se considera importante, que el proyecto posterior tenga pleno conocimiento de los impactos de la ICC precedente, por lo que es procedente que el proceso de análisis empiece con la definición establecida en el artículo.
45	DPP Holding Chile	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	Dentro de las eventuales subsanaciones, pueden existir antecedentes que requieran una formalidad cuya obtención puede depender de terceros (CBR, archiveros judicial, notarías) que en ocasiones puede tomar varios días.	la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 15 días hábiles desde la notificación deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder	Rechazada.	El promotor del proyecto de PMGD debe velar por la presentación íntegra de la información requerida en tiempo y forma, no siendo necesario tiempos excesivos

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							de subsanación de información que se conoce de antemano.
46	DPP Holding Chile	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	Introducir un criterio de preferencia basado en la fecha y hora en que se subsana observaciones por parte de distintos interesados supone una complejidad innecesaria al procedimiento para el cual las distribuidoras pueden no tener la capacidad suficiente. Se propone mantener el criterio de fecha de ingreso como el único criterio de preferencia.	Si se presentan dos o más SCR en un mismo Alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de ingreso de la SCR. En caso de que la SCR 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.	Rechazada.	Sin embargo, se ajustará redacción de la NT en el sentido de que la prioridad la determinará la SCR que cumpla con la documentación exigida en la NT, y que la Distribuidora deberá resolver las observaciones en función del orden de ingreso.
47	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	En el último párrafo se habla del tiempo que puede pasar entre que la distribuidora recibe la SCR y emite la ICC comenzará a regir cuando el generador ya esté conforme con el ICC, lo que no tiene sentido	"(...) La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir desde que se haya resuelto la SCR precedente, lo que corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad de la SCR por parte del interesado a través del "formulario de conformidad de respuesta a SCR", de acuerdo a los dispuesto en el artículo 2-9".	Rechazada.	Sin embargo, se ajustará la redacción de la NT para no generar confusión sobre el inicio del plazo de revisión.
48	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-7	Se solicita incorporar el requerimiento de una garantía de seriedad del proyecto, o en subsidio de ello, el pago para comenzar la revisión de los estudios. Además, se solicita indicar que la no conformidad se enviará por medio de correo electrónico. Se deberán tener en cuenta las modificaciones en la red, realizadas por la empresa de distribución por razones operacionales, de mantenimiento, confiabilidad, nuevas obras en distribución o transmisión u otros, las que pudiesen incluir el traspaso de carga de un alimentador a otros, reconfiguraciones de alimentadores por ingreso de un nuevo alimentador, reconfiguraciones por obras de inversión, etc. Las cuales podrían modificar el orden de ingreso de los PMGD al Alimentador. Ambos aspectos fueron ampliamente discutidos en las sesiones del comité consultivo y tienen como finalidad disminuir los niveles de especulación, ya que actualmente no existe ninguna penalización o	Se proponen las siguientes modificaciones: La Empresa Distribuidora deberá verificar si el Interesado cumplió con los requisitos para iniciar la revisión de la SCR, esto es: (i) cumplir con los antecedentes indicador en el art. 2-6, con sus respectivos respaldos; y (ii) entrega de garantía de seriedad del proyecto. En caso de no cumplir con los requisitos, la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 5 días desde la notificación deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos y notificar a los Interesados del ingreso de una nueva SCR. En caso que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR.	Aceptada parcialmente.	Se incorpora al texto la sugerencia i) de la propuesta de texto. Establecer garantías o prepagos de estudios no es materia de esta Norma Técnica.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<p>consecuencia para un desarrollador que solo busca guardar un número en la fila. Esto genera los siguientes efectos perjudiciales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se produce una sobrecarga artificial de los proyectos que debe revisar la empresa distribuidora, generando retrasos y un mal uso de los recursos de la empresa - Desincentivo para los proyectos serios que están en la cola - sobrestimación de las necesidades de inversión 	<p>En subsidio de lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones:</p> <p>La Empresa Distribuidora deberá verificar si el Interesado cumplió con los requisitos para iniciar la revisión de la SCR, esto es: (i) cumplir con los antecedentes indicador en el art. 2-6, con sus respectivos respaldos; y (ii) Pago por adelantado de los costos de los estudios. En caso de no cumplir con los requisitos, la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 5 días desde la notificación deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos y notificar a los Interesados del ingreso de una nueva SCR. En caso que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR.</p>		
49	Trivento SpA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8	En último párrafo, debería quedar estipulado que el proyecto mantiene su posición de SCR tras esta actualización de potencia para cumplir con criterio de INS.	<p>..."En tal caso, el Interesado podrá manifestar su interés de bajar la potencia en el "formulario de conformidad de respuesta de SCR" y adicionalmente adjuntar una SCR actualizada con la potencia modificada, manteniendo su posición de proceso SCR en el alimentador."</p>	Aceptada.	Se incluye en la redacción de la NT la propuesta realizada.
50	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8	En conformidad con las modificaciones propuestas para el artículo 2-7 se propone modificación al texto.	<p>Se propone la siguiente modificación del texto:</p> <p>La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la SCR emitida por el Interesado, una vez verificado el cumplimiento de la documentación para iniciar la revisión de la SCR especificada en el Artículo 2-6; acreditación del pago por la revisión de los estudios y una vez resueltas las SCR precedentes, ...</p>	Rechazada.	Establecer garantías o prepagos de estudios no es materia de esta Norma Técnica

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
51	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8	Respecto al cronograma solicitado en el literal f 1. que deberá señalar las etapas y plazos para cada estudio técnico, se entiende que corresponde que el PMGD proponga dicho cronograma y que la empresa debe distribuidora valida.	Se propone la siguiente modificación: f. Estudios requeridos al Interesado en caso que no sea calificado como INS. I. Cronograma, señalando las etapas y plazos para cada estudio técnico, que deberá ser validado por la empresa distribuidora.	Aceptada parcialmente.	Se especificará que el cronograma de estudios se debe presentar en el caso que sea la Distribuidora quien realice los mismos. De la misma forma, se indicará el plazo de revisión de estudios en caso de que sea el interesado el que los realice.
52	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8	Se solicita eliminar en el literal e los costos de los equipos de protección respectivos.	Se propone la siguiente modificación: e. Verificación de cumplimiento de criterios para proceso expedito al que hace referencia el Artículo 2-10 y los costos de los equipos de protección respectivos.	Rechazada.	La observación no presenta una justificación de la propuesta de modificación, lo cual no permite su completo análisis.
53	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8	Para los literales d) y e) se solicita que la empresa distribuidora entregue un informe que fundamente y claramente las verificación de cumplimiento referida.	En literal d) y e), agregar antes de la palabra "Verificación" la frase "Informe de".	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
54	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-8 y 2-9	El último inciso del art. 2-8 establece el procedimiento que deberá realizar la Empresa Distribuidora si el PMGD que solicitó ser calificado como Impacto No Significativo no cumple con ello. Además, el primer inciso del art. 2-9 también indica lo que deberá hacer la empresa distribuidora cuando el PMGD no se cumpla con la calificación de Impacto No Significativo. Sin embargo, las 2 indicaciones son distintas, indicando 2 respuestas diferentes que deberá entregar la empresa Distribuidora. Se solicita establecer un único inciso que indique lo que deberá hacer la empresa distribuidora cuando el PMGD no cumpla con lo indicado en el Título 2-2.	Se proponen las siguientes modificaciones: Art. 2-8 Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el "formulario de respuesta de la SCR", la máxima potencia que podría tener el PMGD de manera que sea clasificado como de Impacto No significativo. En tal caso, el Interesado podrá manifestar su interés de bajar la potencia en el "formulario de conformidad de respuesta a SCR" y adicionalmente adjuntar una SCR actualizada con la potencia modificada. Art. 2-9 Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora indicará al interesado los estudios técnicos que deberán ser realizados para evaluar el impacto de la conexión a la red del PMGD, de acuerdo al formato establecido en el "formulario de respuesta de la SCR". Los estudios técnicos a realizar no podrán	Rechazada.	Se ajustará redacción de NT con el fin de aclarar el alcance de cada artículo, indicando las hipótesis en que un proyecto puede ser INS.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					<p>incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 2-3</p> <p>Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el "formulario de respuesta de la SCR", lo siguiente:</p> <p>a) Máxima potencia que podría tener el PMGD de manera que sea clasificado como de Impacto No significativo.</p> <p>b) Estudios técnicos que deberán ser realizados para evaluar el impacto de la conexión a la red del PMGD. Ingresando un nuevo formulario SCR.</p> <p>Los estudios técnicos a realizar no podrán incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 2-3.</p> <p>El Interesado podrá manifestar su interés de bajar la potencia, la cual no podrá ser superior a la máxima potencia indicada por la empresa distribuidora, en el "formulario de conformidad de respuesta a SCR" y adicionalmente adjuntar una SCR actualizada con la potencia modificada.</p>		
55	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-9	<i>Dependiendo del tamaño de la empresa de interesada, los procesos de decisión pueden ser más largos. Se sugiere ampliar el plazo a 10 días hábiles.</i>	Dentro de 10 días hábiles posteriores a la recepción del "formulario de respuesta de la SCR", (...)"	Rechazada.	La decisión sobre la realización de estudios de manera particular puede ser tomada con mucha antelación, independiente del plazo definido.
56	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-9	<p>El literal d) debe ser explícito en indicar que es un requisito para aquellos PMGD que aceptan reducir su potencia para ser calificados como INS.</p> <p>Se solicita modificar el literal de acuerdo a lo indicado en el campo de Propuesta de Texto</p>	<i>"d. Si el PMGD acepta la reducción de potencia para ser calificado como INS, deberá entregar además su conformidad de emisión de ICC modificando equipamiento de protección fuera de la subestación primaria, según lo dispuesto en Artículo 2-10." Debería precisar que aplica solo en caso de que el interesado acepte de reducir la potencia del proyecto para no tener impacto significativo en la red.</i>	Aceptada.	El artículo se modifica para implementar la observación presentada.
57	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-12	Su sugiere modificar este párrafo, pues pudiese existir observaciones a la ICC y la aceptación de la ICC por parte	Una vez <u>que el Interesado manifieste conformidad para</u> el ICC de un PMGD, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a los Interesados,	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				del Interesado es parte del proceso obtención de una ICC.	al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente y al Coordinador, enviando una copia del ICC y del estudio de flujo de potencia en caso de existir		permite recoger la observación planteada.
58	ENGIE ENERGÍA CHILE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-12	Si el interesado solicita correcciones es por "disconformidad". El texto del borrador dice "conformidad"	El Interesado podrá manifestar su disconformidad respecto de lo señalado en el ICC y solicitar las respectivas correcciones en los plazos establecidos en el Reglamento, incluyendo los antecedentes que fundamenten su disconformidad	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
59	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-12	En caso que se detecten congestiones en la transmisión zonal, se estima conveniente que la Empresa Distribuidora no sólo envíe al Coordinador la copia del ICC y el estudio de flujo de potencia, sino además toda la información necesaria y la base de datos utilizada, que permitan que el Coordinador reproduzca y complemente los resultados obtenidos.	Se propone modificar el inciso final en el siguiente tenor: "Una vez emitido el ICC de un PMGD, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a los Interesados, al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente y al Coordinador, enviando una copia del ICC y del estudio de flujo de potencia, este último acompañado de la información y la base de datos utilizada para su desarrollo, en caso de existir congestiones."	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
60	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-12	Respecto a la Información de requisitos técnicos que debe verificar el Coordinador, para que se autorice la puesta en servicio del PMGD. Se hace presente, que la coordinación y comunicación con el Coordinador son de responsabilidad del PMGD. Por lo tanto, los requisitos técnicos que deberá verificar el Coordinador deben ser entregados por dicho ente cuando el PMGD notifique su solicitud de conexión, la relación entre el PMGD y el Coordinador es de exclusiva responsabilidad de ambas partes. Los requisitos técnicos son establecidos por el Coordinador y comunicados a las entidades que solicitan conexión cuando ellos inician su proceso. La empresa distribuidora no tiene como saber cuáles son los requisitos que solicitará el Coordinador. En consideración a lo anterior, se solicita incorporar en la norma que el PMGD deberá notificar su conexión al Coordinador con la debida antelación y eliminar el literal g.	Información de requisitos técnicos que debe verificar el Coordinador en una etapa posterior, para que se autorice la puesta en servicio del PMGD. Una vez aceptada la ICC por parte del PMGD, esté deberá comunicar su conexión al Coordinador, el que entregará al propietario del PMGD la información de requisitos técnicos que deberán ser verificados antes de la puesta en servicio y entrada en operación del PMGD como ente Coordinado.	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
61	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	Se sugiere, para este artículo agregar de forma simplificada, un párrafo que aborde el tema de si una ICC que antecede a otra ICC y no se materializa. Esto toma		Rechazada.	Se estableció en un artículo anterior la necesidad de reevaluar estudios

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				mayor importancia cuan el segundo PMGD queda amarrado a las obras del PMGD que lo antecede.			sistémicos en caso de que se venza la ICC de un PMGD precedente.
62	Energy Kitchen GmbH.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	Acotar las posibilidades de especuladores en cuanto al contenido del informe citado. Que no se trate de demostrar que se está trabajando en reportes específicos (ni que se tiene contrato con alguna empresa que preste servicios ambientales de obtención de permisos ambientales), sino que se refiera concretamente al paso/hito de tener una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ingresada y aceptada por el SEA.	"Adicionalmente, en caso que el proyecto lo requiera, el Interesado deberá acreditar mediante la Resolución de Admisibilidad del proyecto, extendida por el Servicio de Evaluación Ambiental correspondiente, que inició la tramitación ambiental del proyecto, antes de los 2 meses siguientes contados desde la emisión del ICC."	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
63	Greenergy Renovables Pacific Ltda	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	En el artículo 2-13 se declara que hay que conservar su declaración en construcción como un plazo máximo de tres 3 meses después de otorgada la extensión de plazo de ICC. Por ello se cumple el Artículo 72-17 de la Ley general de Servicios el declararnos 6 meses antes en construcción, es por ello que no contempla en el caso que se extienda el ICC trascurridos los 18 meses por obras de adecuación.	Artículo 2-13 a. "Conservar su declaración en construcción según los términos del Artículo 72°-12 de la Ley General de Servicios Eléctricos 6 meses antes de la fecha de vencimiento de la extensión del ICC. En caso que la distribuidora acredite una prórroga de los 18 meses del ICC por obras de adecuación de red, la declaración en construcción se podrá post poner hasta un máximo de 6 meses antes de la fecha de finalización de las obras de adecuación"	Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción para obtener la prórroga del ICC
64	Greenergy Renovables Pacific Ltda	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	En el artículo 2-13 si cumplimos los requisitos la empresa distribuidora nos otorga la extensión de plazo del ICC por 9 meses más. Una vez otorgado tenemos 3 meses desde que se otorga la prórroga para presentar el contrato de obras adicionales si precede. En este caso por experiencia, la empresa distribuidora excede estos plazos.	Artículo 2-13 b. " Presentación de contrato de obras adicionales, si corresponde, antes de cumplidos los 3 meses desde que se otorgue la prórroga. Presentación de un borrador de contrato de obras adicionales por parte de la distribuidora en un plazo no superior a cumplidos los 2 meses desde que se otorgue la prórroga"	Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de firma de contrato de obras adicionales para mantener la vigencia del ICC

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
65	DECapital	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	Los 2 meses para haber iniciado la tramitación ambiental desde la emisión del ICC es un plazo muy ajustado y que no justifica dar término a un proyecto que requiera una declaración ambiental. Una DIA para un proyecto de 9 MW tiene un costo aproximado de USD 70.000 y su desarrollo puede tomar hasta 9 meses (dependiendo de la región), por lo que estar realizando la tramitación (y que ésta este admitida a trámite) antes de 30 días del vencimiento del primer período del ICC es argumento suficiente para poder prorrogar el ICC. Además, el desarrollador, dado el nivel de inversión, va a ser el principal interesado en calcular bien los plazos para poder cumplir con la fecha de conexión que permite la normativa. Se propone eliminar los puntos a. y b. y dejar los hitos sujetos a la obtención de la RCA y dependiendo de si el ICC considera obras adicionales o no, dado que obtener la declaración en construcción dentro de los 3 meses siguientes de la prórroga es un plazo bastante ajustado y que, dependiendo de las obras adicionales, podría darse el caso de tener la planta terminada antes de haberse finalizado las obras adicionales. Por otro lado, en el punto b., la distribuidora estaría siendo juez y parte, ya que si el desarrollador no acepta las condiciones de la distribuidora dentro del plazo definido, está puede dar término a la prórroga. Para el punto b. propuesto, se considera que la ejecución de las obras adicionales tiene una duración mínima de 6 meses.	Adicionalmente, en caso que el proyecto lo requiera, el Interesado deberá acreditar que realizó el ingreso de la DIA o EIA al SEIA y que ésta fue admitida a trámite, antes de los 2 meses siguientes contados desde la renovación del ICC. En el caso de que el proyecto haya presentado una carta de pertinencia, el interesado deberá acreditar que ingresó esta, antes de los 2 meses siguientes contados desde la emisión del ICC, y conservar su declaración en construcción según los términos del Artículo 72-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, antes de cumplidos los 4 meses desde que se otorgue la prórroga".	Aceptada parcialmente.	Aunque la observación no es consistente con la propuesta de texto, se modifican los plazos para iniciar la tramitación ambiental.
66	EnorChile S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	No quedan acotados los plazos para la ejecución de las obras adicionales, considerando que los retrasos en las obras restan plazo de vigencia del ICC.	En caso de ser necesario ejecutar obras adicionales, su plazo no afectará los 4 meses de vigencia del ICC	Rechazada.	Los plazos para la conexión y/o ampliación de instalaciones del sistema de distribución se encuentran definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
67	APEMEC	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	Respecto de la Vigencia y Prórroga del ICC. Con los plazos puestos por la CNE, se busca modelar con cuanta anticipación de meses debe pedirse un permiso o iniciarse la evaluación ambiental, para lograr ejecutar un proyecto dentro de la vigencia del ICC. Nos parece muy complicado y generará muchos problemas prácticos.		Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción y firma de contrato de obras

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				Sería mejor señalar que documentos / permisos deben estar en trámite u obtenidos al momento de pedir la prórroga.			adicionales para obtener la prórroga del ICC
68	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	<p>Se solicita eliminar la frase “Adicionalmente, en caso que el proyecto lo requiera, el interesado deberá acreditar que inició la tramitación ambiental del proyecto, antes de los 2 meses siguiente contados desde la emisión de las ICC”. Esto, por las siguientes razones:</p> <p>Esta condición es redundante con la entrega del informe que acredita el estado de la tramitación ambiental del proyecto.</p> <p>Con respecto a la complejidad de los proyectos, aquellos que requieren hacer una DIA o un EIA, deben necesariamente realizar un conjunto de estudios que pueden durar varios meses dependiendo de las características del terreno, su flora y su fauna. Por lo anterior, exigir el inicio de la tramitación ambiental luego de 2 meses entregado el ICC implica que la norma estaría obligando al desarrollador a iniciar todos los estudios ambientales y la preparación de la tramitación varios meses antes de obtener el ICC. Si se considera que, en este instante el desarrollador está además invirtiendo en los estudios eléctricos y que los estudios ambientales tienen un costo considerable, en algunos casos sobre los \$70.000 USD, y que muchas veces el ICC implica una inversión adicional que hace inviable la inversión en generación, se estima que la norma está elevando el riesgo de desarrollo del proyecto al imponer una obligación que no está contenida en el DS N°244. Por el contrario, eliminar esta exigencia permitiría iniciar los estudios ambientales inmediatamente obtenido el ICC y por lo tanto es factible que la tramitación se inicie dentro de los primeros 8 meses de vigencia, quedando el plazo definido exclusivamente por la diligencia del desarrollador. En este caso, se hace coherente la obligación de haber iniciado la tramitación ambiental, si corresponde, 30 días antes del vencimiento de la ICC (mes 8) como requisito de renovación. Por otro lado, la frase puede generar confusiones con la Distribuidoras ya que es ambigua en definir cuando un proyecto va a requerir cumplir con ese requisito. Es</p>	<p>El ICC emitido tendrá el plazo de vigencia establecido en el Reglamento. Sin embargo, el Reglamento si considera prórroga, y para que sea otorgada por la Empresa Distribuidora, el interesado deberá presentar antes de 30 días al vencimiento del ICC, un informe que acredite el estado de tramitación ambiental del proyecto (si corresponde), el estado de avance de las obras y las razones que justifican la solicitud de prórroga.</p> <p>Adicionalmente, en caso que el proyecto lo requiera, el interesado deberá acreditar que inició la tramitación ambiental del proyecto, antes de los 2 meses siguiente contados desde la emisión de las ICC</p>	Rechazada.	Sin embargo se aumentará el plazo para iniciar la tramitación ambiental.



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<p>factible que un desarrollador demuestre en el informe de acreditación de la tramitación ambiental (presentado en el mes 8) antecedentes que justifiquen no haberla iniciado antes del mes 2. Sin embargo, la distribuidora puede tener un criterio diferente y por lo tanto rechazar la renovación del ICC. Para evitar problemas, las Distribuidoras, según su criterio podrían hacer exigible esta condición para el 100% de los casos, o bien tomar la decisión de no hacerla cumplir. En ambos casos, esta frase no cumple con el espíritu de la norma que es prorrogar la vigencia del ICC a aquellos proyectos que si tienen posibilidades ciertas de ser construidos y rechazar aquellos que no. Por el contrario, puede tener justo el efecto inverso.</p>			

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
69	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	<p>Se solicita eliminar los literales a. y b. por las siguientes razones:</p> <p>Si bien se entiende que la voluntad del regulador es asegurar que no haya especulación y reserva sobre la capacidad, se estima que el literal a. impone condiciones que difícilmente serán cumplidas por aquellos proyectos de alta complejidad, a pesar que su cronograma si les permita entrar en construcción dentro del plazo de la prórroga. Lo anterior se debe a que para obtener la declaración en construcción es requisito contar con la RCA, cuyos plazos no dependen del desarrollador. En este sentido, se puede dar el caso que el proyecto haya cumplido diligentemente los plazos y requisitos puestos en esta norma, sin embargo, por demoras en el SEIA, la RCA tome más tiempo de lo que un desarrollador pueda haber razonablemente previsto. Así, el proyecto, a pesar de haber sido diligente, y tener certeza de construcción del proyecto, perderá la vigencia de su ICC simplemente por no haber podido entrar en la Resolución de Declaración en Construcción correspondiente. Con respecto al literal b. La firma del contrato de obras adicionales se hace con la misma empresa Distribuidora que debe decidir sobre la revocación del ICC. Por lo anterior, incorporar un plazo de tres meses para tener firmado el contrato da un poder de negociación asimétrico a la empresa por sobre el desarrollador. Finalmente, el plazo de vigencia de la prórroga del ICC está definido en el DS N°244 y no es claro que dicha vigencia pueda ser cambiada (reducida) mediante una disposición contenida en la NTCO como los literales a. y b. descritos en el borrador.</p>		Rechazada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción y firma de contrato de obras adicionales para obtener la prórroga del ICC
70	Eléctrica Puntilla S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	<p>El proceso de obtención de la declaración en construcción según los términos del art. 72°-17 de la LGSE no necesariamente responderá a la necesidad de tramitación de la conexión de un PMGD a la red de distribución. Por ejemplo, puede darse el caso de que a la fecha de requerir la prórroga del ICC, el titular del proyecto aún no obtenga la aprobación de la declaración en construcción. En dicho caso, sería imposible cumplir con la exigencia de la letra a. del segundo inciso de este artículo (Conservar su declaración en construcción antes</p>	<p>Modificar la letra a. del segundo inciso, de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"a. En caso de ya haberla obtenido, conservar su declaración en construcción según los términos del Artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, antes de cumplidos los 3 meses desde que se otorgue la prórroga."</i></p>	Aceptada.	No obstante, se incorporarán ajustes a la NT eliminando la exigencia de la declaración en construcción y firma de contrato de obras adicionales para obtener la prórroga del ICC

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				de cumplidos los tres meses desde que se otorgue la prórroga).			
71	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	<p>El artículo no queda debidamente establecida la manera en que se evaluará la entrega de la ampliación de la vigencia del ICC. Para no crear confusión y que no quede a criterio de la empresa distribuidora, la norma debe establecer las condiciones para extender dicha vigencia. Actualmente, la norma no está entregando herramientas para que la empresa distribuidora pueda aceptar o rechazar la solicitud, tal como se encuentra redactado el borrador, no se estará modificando la situación actual. Los elementos para evaluar deben ser transparentes para el propietario del PMGD que está solicitando la extensión de plazo, para la empresas distribuidora y para los PMGD que están en la cola esperando la conexión de este PMGD para seguir con su proceso. Los antecedentes son relevantes para el dinamismo y agilidad del proceso.</p> <p>Por otra parte, se propone modificar el literal a. "Presentación de declaración en construcción" por la presentación de declaración en construcción sumado al último documento emitido mensualmente por CNE "Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción", donde esté claramente identificado que el proyecto se encuentra con la declaración en construcción aceptada.</p>		Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto del artículo contenido mínimo que debe tener el informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto. Por otra parte, no se acoge observación relativa a la declaración en construcción, ya que no serán requisitos para la ampliación de la vigencia del ICC.
72	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	No quedan acotados los plazos para la ejecución de las obras adicionales, considerando que los retrasos en las obras restan plazo de vigencia del ICC.	En caso de ser necesario ejecutar obras adicionales, su plazo no afectará los 4 meses de vigencia del ICC.	Rechazada.	Los plazos para la conexión y/o ampliación de instalaciones del sistema de distribución se encuentran definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
73	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	No se entienden las limitaciones impuestas para las prórrogas establecidas por Reglamento. En particular, la redacción del primer inciso es poco clara. Ej. "Sin embargo, el reglamento sí considera una prórroga. ...". Por otra parte, el Reglamento no establece condiciones	Corregir el artículo 2-13, en términos de incorporar sólo las condiciones establecidas en el DS 244 para el otorgamiento de prórrogas.	Aceptada.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				para que sean otorgadas las prórrogas, excepto las indicadas en el artículo 18 del DS244, tampoco indica que la Norma Técnica podrá establecer condiciones adicionales. Se recomienda eliminar las condiciones adicionales para otorgar las prórrogas.			
74	Katherine Hoelck	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-13	La Vigencia del ICC no queda del todo clara, ya que dependiendo de la envergadura del proyecto requieren distinto tratamiento ambiental.	El ICC emitido tendrá el plazo de vigencia establecido en el Reglamento. Sin perjuicio de lo anterior, para que la Empresa Distribuidora otorgue la prórroga, el Interesado deberá presentar antes de 30 días al vencimiento del ICC, un informe que acredite el estado de los trámites para la realización de los trámites ambientales si estos aplicaren a la envergadura del proyecto , y en su caso, el estado de avance de las obras, indicando, además, las razones que justifican la solicitud de prórroga. Adicionalmente, en caso que se requiera, el interesado deberá acreditar que inició la tramitación de la evaluación o declaración impacto ambiental del proyecto , antes de los 2 meses siguientes contados desde la emisión del ICC.	Aceptada parcialmente.	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger la observación planteada.
75	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	El artículo indica que sería el Interesado el que debiese realizar, en primera instancia, la verificación de las congestiones en Transmisión Zonal. Lo anterior implicaría a realizar un análisis más allá de la zona adyacente del PMGD, contraponiéndose al espíritu de la Norma y el DS para PMGD. Se sugiere dejar este ítem solo al CEN si se detecta lo indicado en id 10		Rechazada.	La observación no presenta una propuesta de modificación, lo cual no permite su completo análisis
76	ENGIE ENERGÍA CHILE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	Se solicita hacer mención explícita que Coordinador deberá informar a las empresas de transmisión zonal afectadas por posibles congestiones en sus instalaciones.	En el caso de que el estudio realizado por el Coordinador indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión a la Empresa Distribuidora, a la empresa de transmisión zonal y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones del PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador.		
77	ENGIE ENERGÍA CHILE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	No se considera la participación de las empresas Distribuidoras, empresas zonales u otros interesados en observar el estudio que realiza el coordinador para verificar congestiones en la transmisión Zonal. Se solicita añadir un tiempo acotado en la cual estas empresas podrán revisar los resultados de los análisis realizados	(...). Este estudio deberá ser realizado en un plazo de 30 días, posterior a la presentación de la declaración en construcción que el Interesado informe al Coordinador y la Superintendencia. La empresa distribuidora, al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente u otros interesados podrán hacer llegar al Coordinador sus observaciones dentro de un plazo de los 10 días hábiles siguientes.	Rechazada.	Este estudio aún está en la etapa previa a la emisión del ICC y busca prever e informar de los posibles efectos que puede tener el PMGD en instalaciones de Transmisión. El proceso vinculante de impacto sistémico en Transmisión esta normado en el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos, donde ya está definida la interacción con otros coordinados interesados.
78	ENGIE ENERGÍA CHILE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	Con el fin de evitar ambigüedades respecto a las acciones que pueda tomar el Coordinador respecto a la reducción de inyecciones por posibles congestiones en transmisión zonal, se solicita que se detalle al menos un listado mínimo de acciones a considerar	En el caso de que el estudio realizado por el Coordinador indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión a la Empresa Distribuidora y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones del PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes, entre las cuales se detallan al menos las siguientes: El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador.	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
79	Sergio Barrientos Burgué	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	Considerando el potencial de recursos primarios de energía disponibles a lo largo del país, junto con la evolución esperada en el mediano plazo en los costos de inversión en proyectos de generación PMGD, es un acierto incluir en la norma el estudio anticipado de los efectos que tendría en los sistemas de transmisión la incorporación de PMGD. Sin embargo, la norma se ha quedado sólo en el análisis de congestiones en transmisión zonal, limitando innecesariamente el alcance de los estudios así como de la evaluación de todas las alternativas de solución que se incluyen en el DFL 4. En efecto, en determinadas zonas geográficas en que existe gran cantidad de energía primaria y donde existe con un conjunto importante de alimentadores MT y líneas de transmisión zonal, aunque todas ellas con limitada capacidad, no sólo deben evaluarse las posibles congestiones en transmisión zonal, sino que al mismo tiempo evaluar los efectos en transmisión nacional. Ello por el lado de evaluación de impactos en los sistemas existentes o identificación de problemas a resolver. Por otra parte, desde el punto de vista de las soluciones ellas no deben restringirse a nuevas obras en transmisión zonal. El abanico de alternativas dispuesto en el DFL 4 incluye además obras de transmisión nacional y obras de transmisión para polos de desarrollo. Restringir las soluciones sólo a soluciones en transmisión zonal muy probablemente llevará a soluciones menos eficientes desde el punto de vista económico y en especial desde el punto de vista de los clientes finales,	Para resolver las congestiones identificadas el Coordinador deberá incluir el estudio de alternativas de solución en transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, evaluando el costo esperado de cada solución tanto desde el punto de vista del sistema eléctrico como desde el punto de vista de los clientes finales. El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones, antes de la puesta en servicio de la alternativa óptima de solución de las congestiones , en conformidad a lo que establezca la normativa vigente.	Rechazada.	El objetivo de este artículo es tratar las posibles congestiones desde el punto de vista de la operación. Existen soluciones de infraestructura para este tipo de situaciones, como la planificación de la transmisión, cuya regulación no es materia de esta NT.
80	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	En caso que el Coordinador no disponga de toda la información que estime necesaria para el desarrollo del estudio, podrá solicitar dicha información a la Empresa Distribuidora quienes debieran tener un plazo máximo de respuesta para no afectar el plazo del Coordinador.	Se propone agregar un inciso segundo como sigue: "En caso que el Coordinador requiera información adicional para el desarrollo del estudio de flujo de potencia, deberá solicitarla a la Empresa Distribuidora quienes dispondrán de un plazo máximo de 5 días para responder."	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada, considerando plazos distintos a los sugeridos por el observante.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
81	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	<p>En el primer párrafo se menciona que el estudio que debe realizar el Coordinador aplica cada vez que un determinado PMGD al conectarse generaría congestiones en la transmisión zonal, para efectos de determinar en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones del mismo. Pero además, que este estudio debe incluir escenarios futuros que gatillarían congestiones, sin especificar un horizonte preciso de su vigencia. Para esto último es necesario definir el alcance del estudio, debido a que las reducciones de generación podrían afectar a uno o a varios PMGD de la zona de influencia que participan de la congestión, tomando como consideración adicional que entre la declaración en construcción (fecha que da inicio al estudio) y la conexión del PMGD podrían existir variaciones en el sistema zonal y aparecer otros PMGD en su entorno que alteren las conclusiones que se pretenden enfocar a un PMGD en particular. Sin perjuicio de lo anterior, es importante mencionar que este estudio implicará asignar nuevas tareas al Coordinador, que en la práctica consiste en un volumen de trabajo que irá en crecimiento y no está reflejado en el dimensionamiento de los recursos que dispone el Coordinador, considerando el aumento de las congestiones que se producirán en el sistema zonal mientras las obras nuevas o de ampliación respectivas no se concreten armónicamente con nivel de crecimiento de los PMGD, con numerosos flujos de potencia a verificar en el mediano y largo plazo, sumado al tratamiento técnico que debe establecerse en esta u otra Normativa para resolver el problema de fondo de cómo resolver las congestiones.</p>	<p>Se propone modificar el primer párrafo como sigue: "Si en el estudio de flujo de potencia al que hace referencia el Artículo 2-24, se determina que existen congestiones en la transmisión zonal producto de las inyecciones del PMGD, el Coordinador deberá incluir estos antecedentes en un estudio específico que deberá elaborar de manera periódica, cada seis meses, para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte, para lo cual deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD la incluida en su declaración en construcción."</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se modificará el texto del artículo, incorporando la sugerencia de la observación pero agregando condiciones de actualización entre informes semestrales.</p>
82	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	<p>Para el segundo párrafo se sugiere agregar a todos los PMGD que podrían ver afectadas sus inyecciones, para efectos de ser notificados y tomar acciones pertinentes mientras no se concreten las respectivas obras de ampliación que resolverían dichas congestiones</p>	<p>Se propone modificar el segundo párrafo como sigue: "En el caso de que el estudio realizado por el Coordinador confirme que existirán escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión, a la Empresa Distribuidora y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones de los PMGD afectados, con el fin de tomar las acciones</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se modificará el texto para informar a todos los PMGD que posiblemente se vean afectados por la congestión en Transmisión Zonal.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					<p>pertinentes mientras no se materialicen las obras de ampliación zonal declaradas en construcción o aquellas que sugiera el mismo estudio. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador."</p>		
83	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	<p>Para el tercer párrafo se sugiere dejar explícito cuál será el tratamiento técnico para resolver las congestiones en la transmisión zonal, mientras no se resuelvan en su totalidad mediante obras nuevas o de ampliación. Esto, en beneficio de aclarar oportunamente a los PMGD el grado de influencia que tendrán sus inyecciones hacia el sistema zonal durante su etapa de operación. En este aspecto, es importante destacar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las congestiones en el sistema de transmisión zonal se producen por el efecto del aumento de excedentes provenientes del sistema de distribución, producto tanto de las variaciones en el consumo local como de las inyecciones de los PMGD conectados, sin que necesariamente se atribuya a un PMGD en particular (se incluyen los trasposos de carga entre alimentadores de media tensión). - El Coordinador posee monitoreo en tiempo real de las instalaciones pertenecientes a las subestaciones primarias de distribución y aguas arriba, con los niveles de transferencia asociados a partir de los transformadores de poder, sin el detalle de lo que ocurre en las cabeceras de los alimentadores de distribución. - Con lo anterior, las congestiones en el sistema de transmisión zonal provocadas por el aumento de excedentes provenientes del sistema de distribución se resuelven durante la operación en tiempo real, con instrucciones entre el CDC y los respectivos CC que operan instalaciones conectadas a las subestaciones primarias de distribución. 	<p>Se propone modificar el tercer párrafo como sigue: "El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones de los PMGD durante su operación conectado al sistema, para resolver las posibles congestiones mientras no se resuelvan en su totalidad mediante la concreción de obras nuevas o de ampliación específicas. Para estos efectos, el Coordinador al monitorear las transferencias por el sistema de transmisión zonal afectado deberá solicitar a los Centros de Control, responsables de la operación de la subestación primaria de distribución o bien a los propietarios de los PMGD, por intermedio de las Empresas Distribuidoras, la limitación de los excedentes de potencia provenientes del sistema de distribución. Dicha instrucción considerará la aplicación del orden de mérito de los PMGD involucrados y, en caso de igualdad en el orden de mérito, se aplicará una prorrata en base a su capacidad instalada. En caso que la instalación congestionada tenga impedimentos de ser monitoreada por Coordinador, la empresa propietaria respectiva deberá proporcionar la información del estado operativo de la misma cada vez que el Coordinador lo requiera."</p>	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
84	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	<p>El presente artículo señala que en el caso de que el estudio de flujo de potencia determine que existen congestiones en la Transmisión Zonal producto de las inyecciones del PMGD, el Coordinador deberá realizar un estudio para ratificar que existirán congestiones. Asimismo, se señala que en el caso de que dicho estudio indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la Transmisión Zonal, el Coordinador deberá informar a la SEC, a la Comisión, a la Empresa Distribuidora, y a los interesados bajo cuales escenarios existirán congestiones. En adición a ello, la NTCO debería señalar que los escenarios también deberían ser informados a las empresas de transmisión zonal involucradas. Asimismo, la NTCO debería señalar que el Coordinador deberá realizar una propuesta de las obras necesarias en el Sistema de Transmisión Zonal, con motivo de la conexión del o los PMGD, debido a que las empresas de transmisión no pueden realizar una obra en la red sin la autorización de la CNE, para efectos de que éstas sean remuneradas posteriormente. Las obras necesarias podrán ser: obras de expansión, obras de acuerdo al artículo 102° de la ley, adecuaciones, modificaciones y refuerzos, y/u obras menores. En el resto de la normativa vigente no está regulada esta temática, y tampoco estaba incluido el tema en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y la Planificación de la Transmisión. De no regularse lo anterior, podrían existir obras, que no correspondan a obras de expansión, que sean necesarias para la conexión de los PMGD, que no serán identificadas y materializadas para evitar las congestiones producidas por la conexión de los PMGD. En adición a lo anterior, la NTCO debería señalar que la Superintendencia, la Comisión, la Empresa Distribuidora, la Empresa de Transmisión Zonal involucrada y todos los Interesados tendrán un plazo de 20 días hábiles para realizar observaciones al estudio y a las obras determinadas por el Coordinador. Posteriormente, el Coordinador emitirá un informe definitivo y determinará las obras necesarias en el</p>	<p>Se propone la siguiente redacción: "Si en el estudio de flujo de potencia al que hace referencia el Artículo 2-24, se determina que existen congestiones en la transmisión zonal producto de las inyecciones del PMGD, el Coordinador deberá realizar un estudio, para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser realizado en un plazo de 30 días, posterior a la presentación de la declaración en construcción que el Interesado informe al Coordinador y la Superintendencia. En el caso de que el estudio realizado por el Coordinador indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión a la Empresa Distribuidora, a la Empresa de Transmisión Zonal involucrada y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones del PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador. Asimismo, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión, a la Empresa Distribuidora, a la Empresa de Transmisión Zonal involucrada y a todos los Interesados, una propuesta de las obras necesarias en el Sistema de Transmisión Zonal, con motivo de la conexión del o los PMGD y su vía de materialización. Estas obras podrán ser materializadas mediante: obras de expansión, obras de acuerdo al artículo 102° de la ley, adecuaciones, modificaciones y refuerzos, y/u obras menores. La Superintendencia, la Comisión, la Empresa Distribuidora, la Empresa de Transmisión Zonal involucrada y todos los Interesados tendrán un plazo de 20 días hábiles para realizar observaciones al estudio y a las obras propuestas por el Coordinador y su vía de materialización.</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se acoge parcialmente. Se incorporan notificación a empresas de transmisión zonal. Se rechaza el resto de la observación porque escapa del alcance de la presente NT.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				sistema de transmisión zonal para la conexión de los PMGD.	Posteriormente, el Coordinador emitirá un informe definitivo donde incluirá una propuesta definitiva de las obras necesarias en el sistema de transmisión zonal y su vía de materialización para la conexión de los PMGD. El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones, en conformidad a lo que establezca la normativa vigente."		
85	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-14	El Artículo 2-24 al cual se hace referencia en el inciso primero, determina si existe inversión de flujo en la cabecera del alimentador y no si existen congestiones en transmisión Zonal.	Modificar "Artículo 2-24" por "Artículo 2-25"	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
86	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	El Interesado deberá ser el encargado de solicitar al Coordinador, la verificación del cumplimiento de los requisitos descritos en el inciso anterior.	Se sugiere: El Interesado deberá ser el encargado de solicitar al Coordinador, por lo menos con 60 días de anticipación , la verificación del cumplimiento de los requisitos descritos en el inciso anterior.	Rechazada.	El artículo contempla un plazo de 30 días para que el CEN verifique el cumplimiento de los requisitos técnicos para el inicio de la PES.
87	Verano Capital Holding SpA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	Se considera requisito para iniciar las Pruebas de Puesta en Servicio: "a. Incorporación del proyecto al sistema de medidas de transferencias económicas del Coordinador, en conformidad a lo establecido en Anexo Técnico "Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas". Entre los requisitos para la incorporación al sistema de medidas del CEN, se encuentra: - Comunicación con la PRMTE: Esto se realiza configurando el enlace a través de una dirección ip de la telemedida. La telemedida se instala durante la Puesta en Servicio, con los trabajos de conexionado y configuración del medidor de la planta, o posterior a ello. - Auditorías al esquema de medidas: Esto se realiza durante la Puesta en Servicio, una vez terminados los trabajos de conexionado y configuración del medidor de la planta. El medidor debe estar energizado para poder verificar los ajustes y efectuar la auditoría e instalar los sellos. Bajo los procedimientos disponibles actualmente, no es	Debe decir: "a. Documentación e Información Técnica previa a las Pruebas de Puesta en Servicio, para la incorporación del proyecto al sistema de medidas de transferencias económicas del Coordinador, en conformidad a lo establecido en Anexo Técnico "Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas". El Coordinador definirá los requisitos para esta etapa."	Rechazada.	Cualquier inyección de energía en proceso de Pruebas de Puesta en Servicio debe ser medida, por lo que la implementación de los equipos para este fin y su incorporación a la plataforma del Coordinador es imprescindible para las pruebas.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				factible cubrir esos dos requisitos antes de las pruebas de puesta en servicio.			
88	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	Trasladar hacia el inicio de este Artículo el texto " <i>El titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al Coordinador, la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia. El aviso de interconexión a que se refiere el presente artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión.</i> " que aparece en el Artículo 2-16 y juntarlo con el existente. Con lo anterior, se explicita un hito de inicio del proceso del Coordinador para quedar en condiciones de iniciar su Puesta en Servicio.	El titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al Coordinador, la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia. El aviso de interconexión a que se refiere el presente Artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión. Junto con este aviso al Coordinador, el titular deberá iniciar el cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos para poder estar en condiciones de iniciar las pruebas de Puesta en Servicio:	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.
89	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	Mayor precisión.	Una vez aprobados los requisitos técnicos por el Coordinador, al que hace referencia el primer inciso del presente Artículo, el Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia y a la Empresa Distribuidora la autorización para realizar su Puesta en Servicio. Esta comunicación se deberá realizar en un plazo máximo de 5 días desde la fecha de cumplimiento de todos los requisitos técnicos mencionados. Por su parte, la Empresa Distribuidora comunicará al Interesado, a la Superintendencia y al Coordinador la fecha de Puesta en Servicio en un plazo máximo de 5 días desde recibida la comunicación del Coordinador mencionada en el inciso anterior.	Rechazada.	La precisión realizada ya se encuentra contenida en el texto, ya que la comunicación entre Coordinador, Coordinado, Empresa Distribuidora y SEC se encuentra detallada en los diferentes incisos de los artículos 2-15 y 2-16.
90	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	El literal d., señala que el Coordinador instruirá la revisión del diseño de una planta de generación siempre que corresponda. Se requiere indicar cuales son las condiciones bajo las que debe realizar tal efecto, así como el procedimiento y el momento en que la información debe ser presentada. De tener la empresa Distribuidora la potestad de rechazar, se deben establecer las facultades explícitamente, así como el alcance de éstas.		Rechazada.	En caso de congestiones en instalaciones del sistema de transmisión, es el Coordinador el que debe revisar el diseño e implementación de los automatismos necesarios.
91	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	Error de redacción: se cita el "Anexo Técnico Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas", el cual no existe. Supongo se refieren al	Eliminar el texto "de Energía" en el texto "Anexo Técnico Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas".	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				"Anexo Técnico Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas"			
92	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	<p>La norma técnica de exigencias mínimas debería contener el absoluto de requisitos de procesos necesarios para poder conectar un PMGD. En este sentido, términos como el indicado en el artículo: "(...) o alguna información adicional que el Coordinador solicite para efecto de sus funciones", lleva a tener procesos indefinidamente largos.</p> <p>En este sentido, deberían ser explícitas las informaciones a requerir, particularmente las solicitadas por el Coordinador, las cuales están definidas en sus Anexos Técnicos.</p> <p>Adicionalmente, en el mismo sentido, se debe indicar un resumen de la información que será requerida o indicar que únicamente será solicitada la información de esta Norma, ya que actualmente hay una gran cantidad de requisitos repartida en distintos documentos legales de distintas instituciones que vuelven complicado el cumplir con la normativa legal, y que incluso pueden llevar a complicaciones al seguir el procedimiento de esta Norma Técnica, la cual debería ser un documento auto contenido.</p> <p>En mi opinión, deberían cerrar el documento de forma auto contenida para que sea el único manual a seguir para cumplir con el proceso de conexión. En su defecto, debería contener un resumen de los documentos legales adicionales que plantean requisitos al proceso de conexión, como la tabla que adjunto como ejemplo con los requisitos que yo conozco al menos:</p>		Rechazada.	El CEN tiene facultades legales para exigir a los coordinados la información que estime pertinente para el cumplimiento de sus funciones (artículo 72-2º LGSE).
93	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	En literal b. se indica que el Coordinador debe verificar la "Compleitud" de la información establecida en el Anexo. Este requisito puede ser una barrera que atrase considerablemente la puesta en servicio de un PMGD, considerando que hay mucha información que no es necesaria para la puesta en servicio. Se recomienda que el Coordinador pueda considerar una prioridad para la entrega de información indispensable para la puesta en servicio y que el PMGD, en conjunto con el Coordinador, puedan definir fechas posteriores para entregar la información completa.	En literal b), agregar después de "información técnica", la palabra "relevante". Agregar al final del último inciso, después del punto aparte que pasa a ser punto seguido, lo siguiente: "El Coordinador podrá establecer una priorización de la información requerida en los literales b), c) y e), considerando la información necesaria e indispensable para la puesta en servicio, y pudiendo acordar con el Interesado un cronograma de entrega de la información adicional no necesaria para la puesta en servicio.	Rechazada.	La observación está orientada a materias que no se abordan en esta norma, sino en otros anexos técnicos que detallan la relación entre Coordinado y Coordinador.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
94	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-15	Se recomienda acortar los plazos para la aprobación por parte del Coordinador para las solicitudes a las cuales se refiere el último inciso.	En último inciso, modificar el plazo de 30 días a 15 días.	Rechazada.	No se modifica el texto, considerando que 30 días es un plazo prudente para revisar toda la información provista por el interesado.
95	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	Este artículo se contrapone a lo indicado en el DS 291 artículo 13, DS 101 artículo 20, pero luego la modificación LGSE Ley 20,936 artículo 72-17 manifiesta lo indicado ya que se suprime el artículo 123 de la Ley al cual hace alusión los dos primeros artículos indicados. Se sugiere esclarecer, en relación al tiempo en que se debe comunicar al Coordinador la interconexión, a menos que el DS 291 se encuentre derogado o prevalezca la Ley.	El titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al Coordinador, la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia. El aviso de interconexión a que se refiere el presente artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión, <u>en concordancia con lo indicad en la Ley 20,936 artículo 72-17.</u>	Aceptada parcialmente.	Se acoge parcialmente. Se ajustará redacción para indicar que la interconexión será comunicada en los plazos que establezca la normativa vigente.
96	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	Eliminar el texto " <i>El titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al Coordinador, la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia. El aviso de interconexión a que se refiere el presente artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión.</i> ", debido a que se propone incorporarlo en el Artículo 2-15.		Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.
97	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	No es necesario que se informe esto al Coordinador (considerando la planteado en la observación anterior).	Previo a la Entrada en Operación del PMGD, el Interesado deberá comunicar el inicio de la puesta en servicio a la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia, por lo menos con quince días de anticipación.	Rechazada.	Es importante que el Coordinador tome conocimiento del inicio de la puesta en servicio, ya que existe generación de energía en dicha etapa, además que en el caso de preverse congestiones debe monitorear el desempeño de los automatismos implementados.
98	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	Eliminar el texto: " <i>En base a los requerimientos de la comunicación del Interesado, el Coordinador manifestará su autorización correspondiente para el inicio del protocolo de puesta en servicio, en un plazo máximo de 5 días desde presentada la comunicación. A su vez, deberá comunicar a la Superintendencia y a la Empresa Distribuidora la autorización del protocolo de puesta en servicio y la fecha en que se realizará. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto de la autorización otorgada por el</i>		Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<i>Coordinador, en un plazo máximo de 5 días desde la autorización del Coordinador.</i> ", debido a que se incorporó en el Artículo 2-15.			
99	Eléctrica Puntilla S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	<p>En el penúltimo inciso se indica lo siguiente: "<i>En base a los requerimientos de la comunicación del Interesado, el Coordinador manifestará su autorización correspondiente para el inicio del protocolo de puesta en servicio, en un plazo máximo de 5 días desde presentada la comunicación. A su vez, deberá comunicar a la Superintendencia y a la Empresa Distribuidora la autorización del protocolo de puesta en servicio y la fecha en que se realizará. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto de la autorización otorgada por el Coordinador, en un plazo máximo de 5 días desde la autorización del Coordinador.</i>".</p> <p>Para mayor claridad, debe entenderse que el reparo de la distribuidora sólo puede circunscribirse a la fecha en que se realizará la puesta en servicio.</p>	<p>Modificar el penúltimo inciso de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"En base a los requerimientos de la comunicación del Interesado, el Coordinador manifestará su autorización correspondiente para el inicio del protocolo de puesta en servicio, en un plazo máximo de 5 días desde presentada la comunicación. A su vez, deberá comunicar a la Superintendencia y a la Empresa Distribuidora la autorización del protocolo de puesta en servicio y la fecha en que se realizará. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos debidamente justificados respecto de la autorización fecha de puesta en servicio otorgada por el Coordinador, en un plazo máximo de 5 días desde la autorización del Coordinador."</i></p>	Aceptada.	Se entiende que las comunicaciones de las partes son justificadas, y si no es así existen las instancias de discrepancias.
100	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-16	En literal a), basta con la firma del responsable legal de la empresa, en vez que incluya una firma de "instalador eléctrico".	En literal a), eliminar la frase "y por el instalador eléctrico responsable de la instalación eléctrica" y agregar después de "Interesado" la frase, "a través del representante legal"	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.
101	Grenergy Renovables Pacific Ltda	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	Se requiere extender el plazo de la PES en etapa en caso de retraso con la eléctrica con el refuerzo para poder inyectar el cien por cien de la planta	Artículo 2-17 párrafo 2 "Si el PMGD no conecta el total de la potencia del ICC en el plazo de seis meses, la Empresa Distribuidora deberá considerar la capacidad remanente como disponible en el SD. Este plazo podrá exceder los 6 meses y se extenderá hasta que la empresa distribuidora de por finalizadas las obras de adecuación de la red para el ICC"	Rechazada.	Este artículo indica la posibilidad de que un PMGD entre en operación por etapas, pero no establece la relación con obras adicionales (ya sea en Distribución o en Transmisión).
102	Sergio Barrientos Burgué		2-17	En caso que el PMGD enfrente una situación de congestión en el sistema de transmisión zonal que recibe su generación, debe contemplarse el ingreso por etapas del PMGD hasta que se resuelva efectivamente la congestión en transmisión.	Se sugiere agregar un nuevo inciso tercero: El plazo de seis meses antes señalado para que el PMGD ingrese por etapas y en caso que el Coordinador hubiere identificado congestiones en transmisión zonal, se extenderá por el tiempo que fuese necesario hasta que se resuelva la congestión.	Rechazada.	Este artículo indica la posibilidad de que un PMGD entre en operación por etapas, pero no establece la relación con obras adicionales (ya sea en Distribución o en Transmisión).

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
103	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	El Coordinador debe estar en conocimiento de esta información para la Entrada en Operación del PMGD.	Un PMGD podrá iniciar su puesta en servicio con una potencia menor a la indicada en el ICC, comunicando previamente a la Empresa Distribuidora y al Coordinador en un plazo no menor a 15 días de la PES.	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.
104	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	La Entrada en Operación debe ser otorgada una vez concluido el proyecto PMGD.	Una vez que el PMGD conecte la totalidad de su potencia indicada en su ICC, la Empresa Distribuidora deberá comunicarlo al Coordinador en un plazo máximo de 5 días desde su concreción. Esta información debe contener como mínimo la fecha en que conectó su potencia total y la potencia total conectada.	Rechazada.	Se rechaza la observación. De todas maneras se implementará en el texto del artículo la obligación del PMGD de informar previamente la conexión de cada una de las etapas.
105	ACERA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	<p><i>PES por etapas</i> <i>Un PMGD podrá iniciar su puesta en servicio con una potencia menor a la indicada en el ICC, avisando previamente a la Empresa Distribuidora en un plazo no menor a 15 días de la PES. Este aviso, deberá incluir un plan, que indique las fechas y potencia que irá incorporando al SD en un plazo máximo de seis meses desde la PES inicial."</i></p> <p>No queda claro si se considera la situación de un proyecto cuya vigencia de ICC se está acabando y no está 100% construido, para el cual se podría extender un plazo de 6 meses para PES final, o bien de un proyecto que tenga posibilidad de inyectar parcialmente la energía en un plazo anterior a la fecha final de ICC. Se agradecería aclarar y precisar el artículo.</p>		Rechazada.	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
106	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	<p>Sin perjuicio de lo observado en el artículo 2-27 "Estudio de Coordinación de Protecciones". Para el que se solicita que dicho estudio sea realizado antes de la conexión del PMGD. Hacemos presente que, en el Artículo 2-17 no se indica la revisión del Estudio de Ajuste de Protecciones, ya que al ingresar por etapas el PMGD, puede que el incremento en los niveles de cortocircuitos sea menor al del Proyecto completo, por lo que sus ajustes puedan variar.</p> <p>Por lo tanto, en subsidio de lo solicitado en el artículo 2-27, solicitamos que como requisito para la puesta en servicio, el estudio de protecciones sea actualizado.</p>	<p>Se solicita modificar el primer párrafo por el siguiente:</p> <p>Un PMGD podrá iniciar su puesta en servicio con una potencia menor a la indicada en el ICC, avisando previamente a la Empresa Distribuidora en un plazo no menor a 15 días de la PES, adjuntando una actualización del Estudio de Ajustes de Protecciones, que considere la conexión del PMGD en etapas.</p>	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
107	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-17	<p>Se solicita aclaración para poder definir desde cuando es válida la disminución de potencia, si es una vez confirmado el pago de refuerzos o en cualquier momento del proceso.</p> <p>Los PMGD posteriores a la solicitud del PMGD que requiere bajar su capacidad pueden verse perjudicados ya que éstos contemplan las obras a realizar por el PMGD precedentes.</p> <p>No queda claro qué pasa cuando transcurrido los 6 meses el PMGD no conecta la totalidad de la potencia, pero si haya pagado los refuerzos por la totalidad de la potencia.</p> <p>Lo nuevo agregado en rojo. Esto se justifica porque los PMGD posteriores a la solicitud del PMGD que requiere bajar su capacidad, pueden verse perjudicados ya que éstos contemplan las obras a realizar por el PMGD precedentes.</p>	<p>Se solicita incluir el siguiente párrafo destacado en rojo:</p> <p>“... Si el PMGD no conecta el total de la potencia del ICC en el plazo de seis meses, la Empresa Distribuidora deberá considerar la capacidad remanente como disponible en el SD.</p> <p>No obstante lo mencionado en el párrafo anterior, el PMGD deberá realizar las obras de adecuación indicadas en su ICC.</p> <p>En ningún caso se podrá conectar en las etapas, generadores distintos a los contemplados en el ICC.”</p>	Aceptada parcialmente.	Se ajustará redacción para indicar que, sin perjuicio de la PES en etapas, se deberán realizar todas las obras adicionales asociadas a la totalidad de la potencia establecida en el ICC.
108	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-18	<p>Al respecto consideramos que al dejar fuera del análisis la generación convencional con un factor de planta menor al 5%, implica no analizar la peor condición de operación posible del sistema, ya que es el momento en que las instalaciones se pueden ver mayormente utilizadas. Además, se debe considerar que existen zonas donde se están conectando un gran número de generadores térmicos de este tipo por medio del mecanismo PMGD. Por ello, se propone eliminar de la norma esta restricción y que en todo momento estos generadores deben ser considerados en el análisis.</p> <p>En caso contrario, la NT debe indicar el procedimiento para asegurar la operación de las instalaciones en momentos que la red esté bajo estrés producto de la operación de un generador con un factor de planta menor a un 5%.</p> <p>Asimismo, siendo consecuente con lo indicado en la NT de Netbilling, se propone modificación al texto respecto a los EG previsto de conectar.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción:</p> <p>Durante la evaluación de los criterios para determinar si un PMGD puede ser calificado como INS, no deberán considerarse en los modelos de la red de distribución los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.</p> <p>Para la evaluación de los criterios para calificar como INS, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD, para el caso de los EG, se considerará previsto a conectar a un EG cuando haya realizado la solicitud de conexión y esta se encuentre aprobada por la Empresa Distribuidora, vigente y que cuente con los pagos pertinentes para su conexión. Solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW. Se entenderá por previstos de conectar a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa</p>	Rechazada.	Las instalaciones deben ser operadas bajo las condiciones establecidas en la normativa técnica, por lo que incluso la "peor condición de operación" no supone problemas técnicos al sistema. Además, en caso de existir congestiones de transmisión será el orden de mérito de los PMGD del (o los) alimentadores en cuestión el que define prioridad de generación.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					Distribuidora para el caso de los EG Para los PMGD cuyos estudios no consideró la presencia de plantas de generación convencional con factor de planta menor al 5%, será responsabilidad del Coordinador velar por la seguridad y estabilidad del sistema		
109	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-18	Se recomienda eliminar la limitación de 1,5 MW para INS. Porque puede dejar fuera PMGD que estén en el borde. Con la evaluación se puede discriminar técnicamente y verificar si cumple las condiciones para ser calificado como de INS.	Cambiar el inciso segundo por: "Un PMGD podrá ser evaluado como de INS solo si cumple los criterios indicados en los Artículos 2-19 a Artículo 2-22.	Rechazada.	Los análisis realizados durante el desarrollo de la NTCO anterior permitieron concluir que existe baja probabilidad de que un generador mayor a 1,5 MW no tenga impacto significativo en la red, lo que no ha variado a la fecha.
110	Sergio Barrientos Burgué		2-19	La variable GD _{solarCA} (generación distribuida solar con almacenamiento) debe quedar acotada estrictamente a aquellas GD que en su diseño original han considerado e informado que inyectarán energía desde su capacidad de almacenamiento a las redes de distribución. En el caso de los EG la probabilidad de que ello ocurra es nula y por razones económicas. La capacidad de almacenamiento de un EG se empleará para entregar energía a los consumos propios valorizados a la tarifa del cliente, y no a la red al precio de nudo equivalente en distribución, el que es de menor valor. En el caso de PMGD podría ocurrir que el mismo se diseñe para entregar energía a la red fuera de las horas de sol. Si ese fuera el caso en un PMGD, deberá considerarse la capacidad de diseño de inyección de energía a la red MT, la que es distinta a la capacidad de diseño del almacenamiento porque se debe además incluir la fracción de descarga del ciclo diario, y también es distinta de la capacidad de generación del PMGD.	GD _{solarCA} : Potencia máxima de diseño a inyectar desde el sistema de almacenamiento de un PMGD solar, con capacidad de almacenamiento de energía, conectado o Previsto de Conectar aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.	Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida. La potencia máxima a ocupar en esta expresión (Solar + Almacenamiento) debe ser concordante con la que el propietario presenta la SCR y la usada en el proceso de estudios sistémicos.
111	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-19	En la definición de la variable "GD" indicar que no se debe considerar la capacidad de almacenamiento, de forma que no se vaya a contabilizar más de una vez la potencia del generador (técnicamente sí es posible que se inyecte energía desde el generador y el almacenamiento al mismo tiempo - por ejemplo en un	"(...) GD: Potencia máxima a inyectar por un GD sin considerar su sistema de almacenamiento si existe."	Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida. La potencia máxima a ocupar en esta expresión (P _{Inst} + Almacenamiento) debe ser

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				día nublado posterior a un día soleado y una noche sin descarga. Sin embargo la capacidad del empalme estará dada por la capacidad neta del generador).			concordante con la que el propietario presenta la SCR y la usada en el proceso de estudios sistémicos.
112	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-19	Respecto a $PMI \leq Cap$ diseño. Este punto indica que se debe utilizar la capacidad térmica de los conductores, los cuales varían dependiendo de la zona geográfica, la vida útil del conductor, las condiciones mecánicas de operación, etc. Es por esto por lo que se requiere mantener un límite de seguridad, a fin de no perjudicar la calidad de servicio de la red de distribución. Por lo tanto, se sugiere que en vez de utilizar el 100% de la capacidad, aumentar el factor que actualmente se utiliza (0.85) a 0.9.	Se propone la siguiente modificación: $PMI \leq 0.9 Cap$ diseño.	Rechazada.	Este punto fue analizado durante el desarrollo del Comité Consultivo, no encontrándose justificación para limitar la potencia de un alimentador en un factor menor a la unidad. Los factores que menciona el observante son propios del diseño y de la operación del conductor, y establecen la potencia máxima de manera previa al análisis de estudios eléctricos.
113	COLBÚN S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-19	La capacidad de diseño del Alimentador se define como: " <i>Capacidad de diseño del tramo de Alimentador donde se encontrará el Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW. Se entenderá capacidad de diseño como la potencia máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución sin superar sus límites térmicos. A efectos de representar dicha capacidad en MVA, se debe suponer factor de potencia equivalente a 0,93.</i> " Al respecto, cabe destacar que el límite térmico del Alimentador depende de la temperatura ambiente de la zona, y de la presencia de sol o no. Para el cálculo del límite térmico, la empresa distribuidora podría solicitar un valor de temperatura ambiente muy elevado (ej.: 40°C), por lo que se hace necesario definir un criterio para su cálculo.	Se solicita incorporar a la definición de capacidad de diseño del Alimentador un criterio de cálculo del límite térmico, donde se especifique un valor de temperatura ambiente máxima, con presencia de sol.	Aceptada parcialmente.	Se ajustará redacción para indicar que debe considerarse entre las definiciones del estudio a que temperatura se estableció el límite térmico.
114	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-20	La ecuación indicada en la formula no funciona si el alimentador posee reguladores de tensión, donde dicho valor puede ser totalmente distorsionado. Se sugiere buscar otra metodología.		Rechazada.	La observación no presenta una propuesta de modificación, lo cual no permite su completo análisis

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
115	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-20	En el último párrafo se dice que "La Empresa Distribuidora no podrá cobrar a ningún Interesado por la realización de estos estudios.". Por favor especificar a cuáles estudios refiere: ¿no podrá cobrar cualquier estudio de análisis estático o sólo respecto a la regulación de tensión?, ¿o no podrá cobrar por los estudios de regulación de tensión?, ¿o no podrá cobrar por ningún estudio que realice (cortocircuitos, por ejemplo)?		Aceptada parcialmente.	Se ajustará redacción para considerar lo observado por el interesado.
116	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-20	Se señala que la variación de tensión es 6% y 8% para zonas urbanas y rurales respectivamente. Se requiere confirmar la razón por la cual las zonas rurales permiten una variación mayor. En todo caso, se propone que para ambas zonas sea 6%. Asimismo, esta variación debe ser consistente a los estudios de impacto significativo, donde figura una variación de tensión del 6%. Debido al poco margen de variación de los parámetros de la red, se debe considerar una variación de tensión única de 6% independiente si la zona es rural o urbana. Se toma el caso de PMGD Catan Solar, donde el perfil de tensión del alimentador Las Juntas quedó al límite del 8% superior, actualmente presenta problemas debido a que el perfil de tensión se ve incrementado superando el límite normativo.	Se propone la siguiente modificación: $\Delta V_{urbanos} \leq 6\%$ $\Delta V_{rurales} \leq 6\%$	Rechazada.	Se establecen condiciones que representan la realidad de las redes dependiendo de su ruralidad. Así como la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución toma consideraciones en este aspecto, la NTCO lo hace considerando la mayor variabilidad del comportamiento del perfil de tensión existente en zonas rurales.
117	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-22	En la práctica, este método prácticamente no se utiliza. Las Distribuidora tienen varios reconectores en cascada y adicionalmente con curvas de operación lenta y rápida. Por lo que finalmente se termina haciendo un estudio de protecciones que las Distribuidoras cobran igual por el estudio. Se sugiere buscar otra metodología. Ver página web de Socoepe o Saesa.		Rechazada.	La observación no presenta una propuesta de modificación, lo cual no permite su completo análisis.
118	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-22	En el literal (a) segunda línea eliminar la coma (,) o después de la coma poner "(...), sea "		Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
119	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-22	El plazo indicado sería correcto si se conoce el equipo, o en su defecto, se tiene la información técnica del equipo eléctrico a implementar. Por lo que sería mejor agregar una frase donde se indique que el plazo comenzará una vez que se tenga toda la información técnica asociada al equipo.	Se solicita modificar la última parte del párrafo 4 según se señala a continuación: "En caso que el PMGD no cumpla con alguna de las dos categorías anteriormente indicadas, pero sí con los demás criterios del presente título, la Empresa Distribuidora deberá efectuar un estudio de protecciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 2-27, con el objetivo de determinar si es posible modificar los ajustes del Sistema de Distribución de modo de permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones producto del ingreso del nuevo PMGD. Si es posible, la Empresa Distribuidora deberá detallar los ajustes de los equipos de protección asociados, respetando la nomenclatura y rangos de ajuste propio de los mismos. Para la realización de este estudio, la Empresa Distribuidora tendrá 15 días hábiles adicionales al plazo indicado por Reglamento para la determinación del INS, que comenzarán una vez que se tenga toda la información técnica asociada. "	Rechazada.	El artículo se refiere a los dispositivos de protección de la red de distribución existente, por lo tanto sus características son conocidas.
120	ENGIE ENERGÍA CHILE	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-23	En el penúltimo párrafo se establece que los EG (Equipamiento de Generación) sólo serán considerados para los estudios técnicos aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW. Sin embargo, no se considera la eventual agrupación de EG que podría superar el valor establecido de 100 kW. Se propone extender el análisis respecto de la capacidad instalada de EG considerando la agrupación de estos, y sólo para efectos de simulación, representar un sólo EG equivalente de aquellos que presentan una capacidad instalada menor a 100 kW	Para la realización de los estudios técnicos, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD, para el caso de los EG solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW, o en su defecto que la conformación de grupos de EG supera los 100 kW de Capacidad Instalada los que deberán ser representados como un EG equivalente para efectos de simulación. Se entenderá por previstos de conectar a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora para el caso de los EG.	Aceptada.	El artículo se modifica para implementar la observación presentada.
121	EnorChile S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-23	¿Qué se entiende por previsto de conectar para el caso de los GD? Deberían considerarse aquellos proyectos con ICC vigente o SCR aprobada al menos. No queda definido que se considera como GD previstos de conectar a SD. ¿Quién proporcionará la información que se deberá considerar para los GD previstos de conectar a SD y en qué etapa de los formularios? ¿Se encontrará esta información disponible y en que formato de entrega?	Se entenderá por previstos de conectar a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora	Aceptada parcialmente.	El artículo se modifica para implementar la observación presentada. Los GD previstos de conectar son solo los que ya cuentan con SCR aprobada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
122	EnorChile S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-23	¿Quién determina que existe un cambio en las "condiciones"? No existe certidumbre de los ICC aprobados, ya que se entiende que en esta instancia la Dx da por aprobada y factible la conexión del proyecto. Debe quedar limitada esta actualización a modificaciones de menor envergadura, ya que podrían presentarse condiciones en que la topología se vea seriamente afectada considerando cambios mayores.		Rechazada.	No se hace mención en el texto del artículo a cambio de condiciones del ICC. No es posible analizar la observación al no tener contexto de la misma, además que no presenta propuesta de texto.
123	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-23	Consideramos que al dejar fuera del análisis la generación convencional con un factor de planta menor al 5%, implica no analizar la peor condición de operación posible del sistema, ya que es el momento en que las instalaciones se pueden ver mayormente utilizadas. Además, se debe considerar que existen zonas donde se están conectando un gran número de generadores térmicos de este tipo por medio del mecanismo PMGD. Por ello, se propone eliminar de la norma esta restricción y que en todo momento estos generadores deben ser considerados en el análisis. En caso contrario, la NT debe indicar el procedimiento para asegurar la operación de las instalaciones en momentos que la red esté bajo estrés producto de la operación de un generador con un factor de planta menor a un 5%. Asimismo, siendo consecuente con lo indicado en la NT de Netbilling, se propone modificación al texto respecto a los EG previsto de conectar.	Propone la siguiente redacción: Los estudios técnicos para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán a través de un modelo eléctrico del Alimentador, considerando las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador. Se modelarán los medios de generación existentes en la red y aquellos previstos de conectar, además de los proyectos futuros en el Alimentador que informe la Empresa Distribuidora. No deberán ser considerados en los estudios técnicos; Generadores de Emergencia Móvil y generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%. Sin embargo, en el escenario operacional que exista coincidencia de generación de los PMGD conectados en el mismo alimentador y que involucre algún desmedro de las condiciones del sistema de distribución, será responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional quien entregue la revisión de costos de mérito y la orden de restringir la inyección en caso de ser necesario.	Rechazada.	Las instalaciones deben ser operadas bajo las condiciones establecidas en la normativa técnica, por lo que incluso la "peor condición de operación" no supone problemas técnicos al sistema. Además, en caso de existir congestiones de transmisión será el orden de mérito de los PMGD del (o los) alimentadores en cuestión el que define prioridad de generación.
124	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-23	Es importante incluir donde se indica "Para la ejecución del estudio de flujos de potencia se deberán considerar los siguientes aspectos:", que la barra de transmisión no es fija, por lo que se recomienda utilizar la base de datos del SEN o bien un equivalente.	Se propone la siguiente redacción: Los estudios técnicos para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán a través de un modelo eléctrico del Alimentador, considerando las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador. Adicionalmente, se deberá considerar un sistema equivalente en la cabecera	Aceptada.	El artículo se modifica para implementar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					del alimentador a través de la potencia de cortocircuito o la modelación completa del SI		
125	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-24	Se sugiere explicitar en qué nivel de tensión se verifica las tensiones, pues hay Distribuidoras que solicitan modelar, adicionalmente transformadores de distribución para verificación de los taps.	a) Las tensiones <u>en el lado MT</u> de los nodos del Alimentador de distribución se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente.	Aceptada.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.
126	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-24	El artículo 2-24 no aborda lo indicado en el artículo 2-25. Luego el artículo 2-2 literal i) sobre PMGD con ICC aprobada u operando si bien se explicita la información, tampoco aborda lo indicado en el artículo 2-25. En resumen para el artículo 2-24 se sugiere agregar un párrafo que aborde verificación de inversión de Flujo. Lo anterior implica que la Distribuidora envíe, PMGD's operando u ICC aprobadas en alimentadores adyacentes, distancia de los PMGD's a la S/E, REqv y XEqv de la línea, tecnología del PMGD y demanda mínima coincidente horariamente de los alimentadores adyacentes.	Se sugiere agregar párrafo: <u>En caso que el Estudio determine que existe inversión de flujo por parte del PMGD en el Alimentador en estudio, se deberá verificar si en los alimentadores adyacentes (conectados a la misma barra de un mismo transformador) existe inversión de flujo por otros PMGD conectados u con ICC aprobadas. La distribuidora deberá indicar (en caso que la S/E cuente con un configuración distinta de un transformador conectado a una barra única), la topología de operación de la S/E.</u>	Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto del artículo 2-25 en función de la propuesta recibida, ya que es en este artículo donde se define la metodología cuando se detecta inversión de flujo en el alimentador.
127	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-24	Respecto al impacto del PMGD por elevación de tensión, se aclara que la capacidad térmica de los conductores varía dependiendo de la zona, la vida útil, las condiciones mecánicas de operación, etc. Por ello, se propone modificación al texto por temas de seguridad.	Se propone la siguiente redacción: b) El impacto individual del PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 4-23 de la NTCO. Los niveles de carga en los elementos del Alimentador de distribución no deben superar su capacidad de diseño, la cual se entiende como la potencia máxima que se puede transmitir sin superar sus el 90% del límite térmico de los conductores de la red.	Rechazada.	Este punto fue analizado durante el desarrollo del Comité Consultivo, no encontrándose justificación para limitar la potencia de un alimentador en un factor menor a la unidad. Los factores que menciona el observante son propios del diseño y de la operación del conductor, y establecen la potencia máxima de manera previa al análisis de estudios eléctricos.
128	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-24	Punto a. Se menciona que se debe determinar la tensión en los nodos del alimentador, especialmente durante la energización de transformadores. Esta problemática no es determinable mediante flujos de potencia, requiriendo en rigor un análisis de fenómenos electromagnéticos, donde se consideren las curvas de saturación del hierro de los transformadores y los remanentes magnéticos. Por lo anterior, es necesario		Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				aclarar si se requieren de estudios de energización formales.			
129	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-25	El párrafo del artículo no hace mención con lo solicitado en el artículo 2-24, según se indica en Id 10. Adicionalmente se agrega que una inversión de flujo en el alimentador no necesariamente implica inversión hacia el Sistema Transmisión Zonal, se sugiere, salvo la S/E posea un solo alimentador.	En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo <u>en el transformador de</u> la subestación primaria al cual se conecta el PMGD.	Aceptada parcialmente.	Se incluye en la redacción la propuesta realizada, no de la misma forma planteada por el observante.
130	Alex Igor EIRL	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-25	Según el artículo 2-14 el Coordinador es quien verificará el impacto en la transmisión zonal, sin embargo el artículo 2-25 señala que el estudio contempla 2 etapas, verificación congestión en transformador S/E y congestión en líneas zonales. Se sugiere que se explicita que ambas verificaciones sean realizadas por el Coordinador. <u>(Solo y por cuestión práctica, si el estudio flujo de potencia demuestra que ocurre una inversión de flujo en el transformador superior a la potencia nominal del mismo).</u>		Rechazada.	Esta etapa es de carácter previa y se realiza en el proceso de SCR para que el PMGD pueda evaluar los posibles impactos en Transmisión Zonal. Una vez concretada la decisión de construcción del proyecto, es el interesado quien debe interactuar con el Coordinador para verificar todos los impactos en Transmisión Zonal de conformidad con lo establecido en el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos.
131	Sergio Barrientos Burgué		2-25	Para la variable Σ PMGDS CA cabe el mismo comentario realizado en el artículo 2-19. Es decir, debe quedar acotada estrictamente a aquellos PMGD que en su diseño original han considerado e informado que inyectarán energía desde su capacidad de almacenamiento a las redes de distribución. Si bien en el caso de PMGD podría ocurrir que el mismo se diseñe para entregar energía a la red fuera de las horas de sol, en todo caso debe considerarse la capacidad de diseño de inyección de energía a la red MT, la que es distinta a la capacidad de diseño del almacenamiento porque se debe además incluir la fracción de descarga del ciclo diario, y también es distinta de la capacidad de generación del PMGD.	Σ PMGDS CA: Sumatoria de las potencias máximas de diseño a inyectar desde el sistema de almacenamiento por los PMGD solares, con capacidad de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar en los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.	Aceptada parcialmente.	Se modifica el texto en función de la propuesta recibida. La potencia máxima a ocupar en esta expresión (Solar + Almacenamiento) debe ser concordante con la que el propietario presenta la SCR y la usada en el proceso de estudios sistémicos.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
132	Coordinador Eléctrico Nacional	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-25	Se indica que si hay inversión de flujo en la cabecera del alimentador, el primer nivel de verificación de congestiones sería el transformador de poder de la subestación primaria asociado al PMGD. En este sentido, también se debe dar cobertura a los equipos serie que pertenecen al alimentador y que se encuentran dentro del recinto de la subestación primaria, en caso que el estudio inicial sólo tome en consideración las redes de distribución ubicados fuera del recinto. Esto también lo refleja la Figura 1.	En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en la cabecera del Alimentador conectado a la subestación primaria al cual se conecta el PMGD, se deberá extender el análisis de los impactos a las redes de Transmisión Zonal. Este análisis tendrá 2 niveles: el primer nivel tiene la finalidad de determinar si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto; el segundo nivel, por su parte, tiene por objeto verificar si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador. Para el desarrollo del análisis se deberá seguir el procedimiento descrito en la siguiente figura:	Aceptada.	Se incluye en la redacción la propuesta realizada.
133	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-25	<p>En el presente artículo se indica cómo se realizarán los estudios de potencia de Transmisión Zonal.</p> <p>Para realizar el estudio de flujo de potencia se deben incluir las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se deben realizar análisis de suficiencia y contingencias en líneas y barras del sistema de transmisión zonal, que se podrían ver afectados por la conexión de los PMGD. • Se debe verificar que la conexión de los PMGD no degrade las condiciones de seguridad y calidad de servicio del sistema de transmisión zonal. 	<p>Se propone incluir el siguiente inciso en el artículo 2-25:</p> <p>“En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en la cabecera del Alimentador conectado a la subestación primaria al cual se conecta el PMGD, se deberá extender el análisis de los impactos a las redes de Transmisión Zonal. Este análisis tendrá 2 niveles: el primer nivel tiene la finalidad de determinar si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD; el segundo nivel, por su parte, tiene por objeto verificar si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.</p> <p>Para la realización del estudio se deben tener las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se deben realizar análisis de suficiencia y contingencias en líneas y barras del sistema de transmisión zonal, que se podrían ver afectados por la conexión de los PMGD. • Se debe verificar que la conexión de los PMGD no degrade las condiciones de seguridad y calidad de 	Rechazada.	Esta etapa es de carácter previa y se realiza en el proceso de SCR para que el PMGD pueda evaluar los posibles impactos en Transmisión Zonal. Una vez concretada la decisión de construcción del proyecto, es el interesado que debe interactuar con el Coordinador para verificar todos los impactos en Transmisión Zonal de conformidad con lo dispuesto en el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					servicio del sistema de transmisión zonal. Para el desarrollo del análisis se deberá seguir el procedimiento descrito en la siguiente figura: (...)		
134	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-25	<p>En el presente artículo se indica cómo se realizarán los estudios de potencia de Transmisión Zonal.</p> <p>Dentro de los escenarios mínimos a considerar en el estudio de flujos de potencia se debería incluir el escenario de demanda de la carga igual a cero. El objetivo de ello, es que la generación conectada a un transformador en particular, no exceda la capacidad del transformador, de manera que cuando la demanda conectada sea cero (caso de alimentadores dedicados a demanda conectado a un mismo transformador de un PMGD, traspaso de carga, respaldo entre subestaciones), no se produzcan sobrecargas en el transformador.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción:</p> <p>“(…) : Sumatoria de las demandas mínimas, en horas sin sol, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. Asimismo, se deberá analizar el caso en que la demanda es igual a cero.</p> <p>: Sumatoria de las demandas mínimas, en horas con sol, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. Asimismo, se deberá analizar el caso en que la demanda es igual a cero. (...)”</p>	Rechazada.	Para obtener el fin descrito en el artículo se debe ocupar la demanda mínima registrada, que para fines prácticos logra el mismo objetivo. Elaborar el estudio con un caso de probabilidad extrema no aporta a los resultados que se pretenden obtener en esta etapa.
135	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-26	<p>En el presente artículo se indica el objetivo del estudio de cortocircuito, señalando que verificará que ante la conexión del PMGD del interesado, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del alimentador de distribución.</p> <p>En adición a lo anterior, la NTCO debería señalar que en zonas de alta concentración de PMGD, el Coordinador deberá realizar un estudio para verificar que no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Sistema de Transmisión Zonal, ya que un conjunto de PMGD conectados, podría sobrepasar las capacidades de ruptura de los equipos de transmisión.</p> <p>Asimismo, la NTCO debería incluir una etapa de observaciones al estudio, de manera que todos los involucrados puedan realizar sus observaciones al respecto.</p> <p>Finalmente, los resultados de este estudio deberán ser considerados por la Comisión en la planificación de la</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el primer inciso del artículo:</p> <p>El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD del Interesado, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador de distribución. Dicha verificación deberá considerar un margen de seguridad, de manera que será aceptable que la corriente de cortocircuito a interrumpir por el equipo sea igual o menor al 85% respecto de su capacidad de ruptura.</p> <p>Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra; verificando el correcto cumplimiento de las protecciones según lo establecido en el Artículo 2-27, utilizando para ello la corriente de cortocircuito más alta obtenida.</p>	Rechazada.	Esta etapa es de carácter previa y se realiza en el proceso de SCR para que el PMGD pueda evaluar los posibles impactos en Transmisión Zonal. Una vez concretada la decisión de construcción del proyecto, es el interesado quien debe interactuar con el Coordinador para verificar todos los impactos en Transmisión Zonal de conformidad con lo dispuesto en el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				transmisión, de manera que se determinen las obras necesarias según corresponda.	<p>Este análisis deberá considerar todos los equipos de interrupción en media tensión inmediatamente aguas abajo del transformador de la Subestación, sin considerar los equipos ubicados en las redes de distribución asociados a los alimentadores que no cuenten con PMGD. En el caso que de que este análisis se concluya que es necesario intervenir equipos en la SE.</p> <p>En el caso de que el estudio anterior identifique un impacto en el sistema de transmisión zonal o en zonas de alta concentración de PMGD, el Coordinador deberá realizar un estudio para verificar que no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Sistema de Transmisión Zonal. Este estudio deberá ser realizado en un plazo de 30 días, posterior a la presentación de la declaración en construcción que el Interesado informe al Coordinador y la Superintendencia.</p> <p>La Superintendencia, la Comisión, la Empresa Distribuidora, la Empresa de Transmisión Zonal involucrada y todos los Interesados tendrán un plazo de 20 días hábiles para realizar observaciones al estudio. Posteriormente, el Coordinador emitirá un informe definitivo. Los resultados de este estudio serán considerados por la Comisión en la Planificación de la Transmisión.</p> <p>Se entiende por zona de alta concentración de PMGD, a las zonas en las cuales la potencia conectada y aprobada por ICC supere la potencia del transformador de la SE primaria.</p>		
136	Trivento SpA	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	Precisión en el enunciado referente al punto de conexión de los alimentadores de una subestación primaria de Distribución.	"Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones, las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de la subestación primaria de Distribución a la que pertenecen."	Aceptada parcialmente.	Se incluye en la redacción la propuesta realizada, no de la misma forma planteada por el observante.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
137	Eléctrica Puntilla S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	<p>Se indica en el último inciso que el estudio de coordinación de protecciones ("ECP") deberá ser actualizado al menos tres meses antes de la puesta en servicio, en caso de cambio en las condiciones de la realización del estudio.</p> <p>Al respecto, debe considerarse que los procesos de revisión y aprobación de los ECP son extensos, y muchas veces requieren de un plazo mayor que tres meses. Por otra parte, los tres meses de validez del ECP corresponden a una condición más restrictiva que la que el Coordinador exige a cualquier proyecto de generación (seis meses).</p> <p>Asimismo, dada la complejidad del proceso de elaboración, revisión y aprobación de un ECP, es recomendable que la causa que gatille la necesidad de actualizar dicho estudio sea mínimamente fundamentada.</p>	<p>Modificar el último inciso de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 6 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso que las condiciones de la realización del estudio en la etapa de estudios técnicos hayan sufrido algún cambio relevante que implique la necesidad de realizar la actualización, la cual deberá ser debidamente justificada por parte de la empresa distribuidora. Para estos efectos, se entenderá como cambio relevante, entre otras causas, un cambio topológico en el alimentador debido a la conexión o desconexión de nuevos usuarios."</i></p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se incluirá en la redacción la necesidad de justificar por parte de la Distribuidora la actualización de los estudios de protecciones. Además, se concluye que el caso donde es necesario volver a realizar los estudios de protecciones es cuando un PMGD previo ve vencido su ICC.</p>
138	Eugenio H. Fernández	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	<p>Se debe definir en el último párrafo quién será quien pague por los estudios de reevaluación de coordinación de protecciones a los que se les da derecho a realizar a la Distribuidora.</p> <p>Dado que al obtener la ICC el generador adquiere un derecho de conectarse, para el cual en su obtención se consideraron todos los proyectos de generación, consumo y transmisión que hubiese indicado la empresa Distribuidora, y dado a que el orden de mérito en las SCR lleva a que sea el propietario del ICC el único generador admitido a conectarse posterior a las consideraciones de los estudios exigidos para obtener el ICC, si ocurren cambios en la red de distribución imprevistos por la empresa distribuidora mientras el generador construye el PMGD es responsabilidad de la Distribuidora no haber previsto apropiadamente las modificaciones dentro de su red, las que se citan en el artículo y llevarían a la reevaluación. Por estos motivos deberían ser los estudios de reevaluación se a costo de la empresa distribuidora.</p> <p>Adicionalmente, debería ser la Distribuidora responsable de los costos y pérdidas en las cuales podría incurrir o haber incurrido el generador debido a los cambios que nazcan desde los estudios de reevaluación respecto a los que ya se habían aprobado en el ICC.</p>	<p>Eliminar el último párrafo del artículo 2-27, dado que al realizar el ICC la Empresa Distribuidora debe responsabilizarse de las condiciones que solicite, ya que la ICC corresponde a la entrega de un derecho legal hacia el generador. Las condiciones de un contrato no pueden modificarse unilateralmente, por lo que con un ICC debiese funcionar de igual manera (al final será parte del contrato entre la Distribuidora y el generador). En su defecto, hacer responsable a la Distribuidora por las consecuencias económicas asociadas a nuevos estudios.</p>	Aceptada parcialmente.	<p>Se concluye que el caso donde es necesario volver a realizar los estudios de protecciones es cuando un PMGD previo ve vencido su ICC. En este caso, como en el resto de los estudios definidos en esta norma, son de cargo del interesado (salvo que se indique expresamente lo contrario).</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
139	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	<p>Estudio de coordinación de protecciones:</p> <p>Debido a que los tiempos de vigencia de cada ICC son extensos, que por ejemplo para un proyecto hidroeléctrico puede llegar a 27 meses, sumado además al dinamismo de la red de distribución, se hace necesario actualizar los estudios de coordinación de protecciones previo a la puesta en servicio de cada central. Por lo anterior, estamos conformes con la propuesta de actualización previo a la conexión.</p> <p>Sin embargo, si existe la instancia indicada previamente, no sería eficiente y redundante el tener que desarrollar este estudio dentro de la etapa conceptual del proceso regulado indicado en el formulario N°4. Esto se traduce en un menor costo en el desarrollo del proyecto y optimiza los recursos de revisión de la empresa distribuidora, lo que a su vez se podría traducir en mejorar los tiempos de respuesta de la Solicitud de Conexión a la Red.</p> <p>Por último, es necesario señalar que con todas las ICC emitidas de proyectos especuladores, no tiene ningún sentido el realizar y/o revisar este estudio que modifica la correcta coordinación y selectividad del sistema.</p> <p>Por lo tanto, se solicita realizar un solo estudio de protecciones previo a la puesta en servicio</p>		Rechazada.	En necesario que este estudio se haga en dos oportunidades: en una etapa puede generar la necesidad de obras adicionales, y también a posterior la reconfiguración de ajustes en equipos existentes.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
140	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	<p>En el presente artículo se indican las consideraciones para realizar el estudio de coordinación de protecciones, señalando que el estudio de coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al Alimentador donde se conecta. Sin embargo, el estudio de coordinación de protecciones también debería verificar la correcta coordinación de las protecciones de todos los alimentadores conectados al mismo transformador del sistema de transmisión zonal.</p> <p>Asimismo, el Estudio de Coordinación de Protecciones, se deberían considerar todos los equipos eléctricos pertenecientes al alimentador, que pudiesen contribuir corriente de cortocircuito a una falla (retornos ante fallas residuales). Con los equipos nombrados se están dejando fuera del análisis, por ejemplo, a los autotransformadores existentes, por lo que la redacción podría ser más general.</p> <p>Lo anterior debido que, incluso en situaciones en que no exista inversión de flujo, se requiere verificar el correcto desempeño de las protecciones en instalaciones Zonales, las cuales podrían verse afectadas, por ejemplo, por la modificación de los niveles de cortocircuitos, afectando en funciones de sobre corriente u otras, además, el tipo de conexión de los transformadores asociados al PMGD puede perjudicar en la selectividad de las protecciones ante determinadas fallas. Todo esto debe ser verificado en el Estudio de Protecciones mencionado anteriormente.</p> <p>Asimismo, se indican los puntos mínimos de falla a simular en los Estudios de Coordinación de protecciones. Sin embargo, no se especifica el tipo de cortocircuitos a ejecutar en los estudios. Asimismo, no queda especificado los puntos de falla mínimos exigidos en los alimentadores que se conectan el en transformador aguas arriba, como los tipos de cortocircuitos a simular.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción en el Artículo 2-27: “El estudio de coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al Alimentador donde se conecta y en instalaciones de transmisión zonal. El modelo eléctrico a utilizar en el marco del estudio de coordinación de protecciones deberá ser el mismo utilizado en los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal y a todos los Alimentadores conectados al mismo transformador del sistema de Transmisión Zonal. Para este estudio se considerarán los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar en general, todo equipamiento eléctrico que pudiese contribuir corriente de cortocircuito a una falla a tierra o retornos ante fallas residuales. Asimismo, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de transformadores, éstas serán modeladas. Para el estudio de coordinación de protecciones se simularán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución, con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones al sistema de protecciones existente permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante al menos cortocircuitos monofásicos (francos y con resistencias que permitan reproducir las características del terreno), bifásicas a tierra y entre fases. Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes: • Zona protegida por el segundo equipo de</p>	Aceptada parcialmente.	Se toman en consideración algunas observaciones que complementan la idea original del artículo. Aquellos puntos que tienen que ver con la interacción del PMGD y posibles efectos en Transmisión Zonal no son tratados en esta norma, ya que su metodología se encuentra en otros cuerpos normativos, tales como el Anexo Técnico de Requisitos Técnicos Mínimos.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					<p>protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aguas arriba del primer equipo de protección más próximo al punto de conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicho PMGD. • Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT. • Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los alimentadores adyacentes. <p>La Empresa Distribuidora deberá definir en el “formulario de respuesta de la SCR”, los tipos de falla e impedancias asociadas a evaluar en el estudio de protecciones respectivo. También podrá definir eventuales puntos adicionales de falla a ser analizados en dicho estudio. Para la coordinación de protecciones, se considerará aceptable un tiempo de coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, mínimo de 100 ms. Podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms siempre y cuando no se afecte la selectividad en el despeje de fallas.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla.</p> <p>Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, Se incluirán en el estudio de protecciones las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de subtransmisión Zonal. En este caso, se deberán simular al menos cortocircuitos monofásicos (francos y con resistencias que permitan reproducir las características del terreno), bifásicas a tierra y entre fases. Los puntos de falla mínimos a evaluar en este caso son los siguientes:</p>		



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					<p>- Fallas al 1%, 50% y 99% del alimentador. - Fallas en la barra de origen de cada alimentador. - La Empresa Distribuidora, la Empresa de Transmisión Zonal tendrán un plazo de 20 días hábiles para realizar observaciones al estudio. Posteriormente el PMGD emitirá un informe definitivo. (...)”</p>		

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
141	EEAG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	En el presente artículo se especifica un plazo de 3 meses previo a la puesta en servicio para que el estudio sea actualizado, en casos en que haya algún cambio que requiera esto: "El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso que las condiciones de la realización del estudio en la etapa de estudios técnicos hayan sufrido algún cambio que implique la necesidad de realizar la actualización". Se solicita que en todos los casos el estudio de coordinación de protecciones sea actualizado.	Se propone la siguiente redacción para el último inciso del artículo 2-27: "El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso que las condiciones de la realización del estudio en la etapa de estudios técnicos hayan sufrido algún cambio que implique la necesidad de realizar la actualización.	Rechazada.	Se incluirá en la redacción la necesidad de justificar por parte de la Distribuidora la actualización de los estudios de protecciones.
142	GPM AG	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-27	Respecto al último inciso. Se vincula a la observación 1 del Capítulo 2, respecto a los fundamentos para definir que existen cambios relevantes de las condiciones de la realización de los estudios. Rehacer los estudios de protecciones 3 meses antes de la puesta en servicio, puede provocar atrasos considerables en el desarrollo del proyecto y costos no considerados. Este caso debe ser un caso muy excepcional, donde los cambios en las condiciones no pudieron ser anticipados con el debido tiempo por parte de la Empresa Distribuidora o por el Interesado. Si se trata de una mala gestión de la Empresa Distribuidora por no informar con la anticipación debida al Interesado, la responsabilidad y costo del estudio de protección debe ser de la Empresa Distribuidora. Por este motivo, se debe fundamentar claramente las razones de los cambios de condiciones y por qué no se anticiparon dichos cambios.	En último inciso, agregar la palabra "excepcionalmente" después de la palabra "actualizado". Además, agregar la siguiente frase después del punto aparte que pasa a ser punto seguido: "La Empresa Distribuidora deberá fundamentar a través de un Informe fundado las razones para actualizar el estudio de protecciones, con el cual se deberá demostrar que dichos cambios no pudieron ser anticipados."	Aceptada parcialmente.	Se incluirá en la redacción la necesidad de justificar por parte de la Distribuidora la actualización de los estudios de protecciones.
143	COLBÚN S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-28	En el Artículo 2-28 "Limitación de inyecciones del PMGD" relacionado a PMGD conectados en redes de distribución abastecidas desde los servicios auxiliares de un generador, que invierten el flujo de potencia hacia central, no existe una instancia donde el generador pueda darse por notificado de la conexión del citado PMGD para poder evaluar el impacto de la inversión de flujo en sus instalaciones.	Agregar siguiente Inciso: <i>"Además la distribuidora notificará al propietario de la central en caso que el PMGD invierta los flujos de potencia hacia la central para que este pueda analizar el impacto que tiene dicha inversión en sus instalaciones."</i>	Aceptada.	Se incluye en la redacción la propuesta realizada, no de la misma forma planteada por el observante.
144	EnorChile S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-30	Dados los tiempos de respuesta de las Empresas Distribuidoras, esto puede afectar el tiempo de tramitación de un proyecto. Debería zanjarse con algún criterio común de homologación, o por lo menos presentar una guía de cómo hacerlo, para evitar tener		Rechazada.	El procedimiento mediante el cual se determinan los costos de conexión sí está regulado en la presente NT y cuando el desarrollador no está conforme con lo

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				que llegar a acuerdos para lograr que avance el proyecto.			indicado en los Costos de Conexión puede acudir a la Superintendencia.
145	EnorChile S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-30	Por ende no se entiende qué sentido tiene exigir o especificar que el trafo tenga un devanado en delta si basta con que cumpla con los estudios de protecciones.		Rechazada.	El artículo contempla la alternativa en caso de no contar con una conexión con devanado en delta.
146	Eléctrica Puntilla S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	2-30	Se indica en el quinto inciso que "... Las inversiones estructurales corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del Sistema de Distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente...". Sin embargo, no se prevé la situación en que el alimentador se encuentre, antes de la conexión de un PMGD, en una situación de incumplimiento (total o parcial, temporal o indefinido), de la calidad de servicio establecida en la normativa vigente.	Modificar el quinto inciso de acuerdo a lo siguiente: "Las inversiones estructurales corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del Sistema de Distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente, y siempre y cuando se verifique que con motivo de la conexión del PMGD dichas variables eléctricas puedan alcanzar potencialmente valores fuera del rango exigido. Para determinar la necesidad de este tipo de inversiones, se deberá evaluar la red de distribución frente a dos escenarios para cada año; el escenario de Demanda Neta máxima y el escenario de Demanda Neta mínima en el Sistema de Distribución."	Rechazada.	La NTCO basa sus disposiciones en el cumplimiento por parte de la Distribuidora de las exigencias normativas de Calidad y Seguridad de Servicio. No corresponde incorporar en la norma variables mediante las obras adicionales en las que debe incurrir el PMGD. En caso de que esto suceda, es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles quien debe actuar en función de sus atribuciones.
147	IA INGENIERIA SpA		2-32	Para informar la demanda de corto plazo la Distribuidora puede incluir proyecto de alta probabilidad de construcción basado en permisos, pero no queda claro que esta información sea accesible para el que revisa	Demanda de corto y mediano plazo: comprende el periodo de evaluación desde el año de la Entrada en Operación del PMGD hasta los 5 años siguientes. Esta proyección estará compuesta por 2 componentes: una componente asociada a un crecimiento vegetativo de la demanda y una componente asociada a la conexión de consumos industriales, comerciales, etc., ambas proyecciones deberán estar acotadas a los Alimentadores de la zona bajo estudio. Respecto de la componente de crecimiento vegetativo, esta será determinada a partir de correlaciones o regresiones de mediciones realizadas por la Empresa Distribuidora, a partir de los datos históricos de los últimos cinco años. Respecto a la componente de crecimiento industrial, estará asociada a proyectos puntuales con alta	Aceptada parcialmente.	Se acoge la observación, pero se modifica la redacción.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					probabilidad de materializarse, respaldados por información otorgada por municipalidades u otros organismos (permisos de construcción y/o evaluación ambiental). Para estos efectos, deberá considerarse la potencia de consumo del proyecto y su fecha de puesta en servicio. La información de respaldo deberá ser presentada a los interesados como parte del Estudio.		
148	COLBÚN S.A.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	General	Pareciera que los plazos que se están dando para todo el proceso, es para que el tiempo coincida justo para que el proyecto esté puesto en servicio después según los plazos del DS244, siendo que hay tramites ambientales que se tienen que hacer en paralelo que no dependen íntegramente del propietario del PMGD, y que obviamente no se iniciarían antes de tener certeza de elementos básicos del proyecto, por lo que se sugiere relajar un poco las restricciones de plazos, también pensando en un cambio en el DS244 a futuro.		Rechazada.	El proceso de desarrollo de la NTCO está basado en la reglamentación vigente, no pudiendo alterar plazos en ella definidos.



Observaciones Capítulo 3: Factor de Referenciación

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-2	Se deben establecer los plazos en los cuales las Empresas Distribuidoras que deben compartir información (con otras empresas distribuidoras) lo hagan.	A más tardar el día 01 de noviembre de cada año, las Empresas Distribuidoras que cuenten con PMGDs con inyecciones de generación en sus redes, que utilizan tramos de otra Empresa Distribuidora para llegar a la SPD, deben compartirse la información necesaria para realizar el cálculo de los FR.	Aceptada.	Se incluye en el texto plazos para la entrega de información entre Distribuidoras.
2	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-2	Se propone que el Coordinador también reciba la información (se menciona en el Artículo 3-3 pero es bueno que también quede acá)	La responsabilidad de calcular cada FR será de la Empresa Distribuidora en cuyas redes se encuentre conectado el PMGD. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora debe entregar las bases de datos y toda la información necesaria para que el FR respectivo pueda ser revisado y reproducido tanto por los PMGD del Alimentador respectivo como por el Coordinador.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
3	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-2	En el artículo no quedan establecidos los plazos de la entrega de antecedentes por parte de las cooperativas o subalimentadores, se solicita que quede incorporar. Se propone que con una anticipación de a lo menos 30 días antes del proceso FR, los propietarios de subalimentadores con centrales conectadas, deberán enviar la topología vigente del alimentador. Si no queda establecido en esta norma, se propone que SEC emita oficio que defina plazos.		Aceptada.	Se incluye en el texto plazos para la entrega de información entre Distribuidoras.
4	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-2	Se solicita indicar que para los balances de energía y potencia, el propietario del PMGD conectado a un subalimentador debe enviar la data de generación al propietario del alimentador de cabecera.		Rechazada.	Esta información debe ser obtenida de manera remota, de acuerdo a lo indicado en Título 4-4 de esta Norma Técnica.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
5	GPM-AG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-2	Debido a la alta complejidad del cálculo del factor de referenciación propuesto y su consiguiente dificultad para replicar y/o revisar sus resultados por parte de las empresas PMGD, se recomienda que se indique la publicación de las herramientas utilizadas, además de las bases de datos, y metodologías detalladas para el cálculo de cada uno de los factores de referenciación en el caso de la Empresa Distribuidora y del Coordinador.	En inciso primero agregar después de "base de datos," la frase "las herramientas y aplicaciones computacionales correspondientes".	Rechazada.	Por razones de propiedad intelectual e industrial puede no ser posible poner a disposición de los interesados los softwares con los cuales se realizó el cálculo. Por eso solo se consagra la entrega de la base de datos y toda aquella información para poder trazar el cálculo del FR.
6	Alex Igor EIRL	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	El artículo menciona que se deben utilizar los perfiles de tensión para calcular los FR. Sin embargo si se modela un alimentador como Barra Slack (como es la costumbre de las Distribuidoras), se impone una tensión, por lo que en la cabecera la variación de tensión con y sin generador será la misma no afectando al cálculo y resultando despreciable.	Sugerencia: Además deberán ser utilizados y considerados en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del(los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD. <u>Para el caso de las tensiones, se deberá liberar la tensión en el lado MT y modelar a partir de una red equivalente en el lado de AT, incluyendo el Transformador Reductor y todos los componentes de la S/E.</u>	Rechazada.	Considerar variables de este tipo en un cálculo referencial no agrega mayor detalle al resultado.
7	IA INGENIERIA SpA	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	Artículo 3-3 Menciona que hay PMGD con Factor de Referenciación FR=1 si tienen contrato de perdidas, pero no queda claro como esta situación influye esto en el cálculo del FR	El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a un mismo Alimentador, a excepción de los que aún mantengan acuerdos de pérdidas con la Empresa Distribuidora, los cuales tendrán, por el plazo definido en dicho acuerdo, Factores de Referenciación igual a uno. Una vez vencido dicho acuerdo, el PMGD en cuestión deberá adoptar el FR respectivo del Alimentador al cual se conecta. El cálculo del FR deberá considerar a todos los PMGD incluidos los que tengan acuerdo por pago de pérdidas.	Rechazada.	Lo requerido por el observante se encuentra explícito en el artículo 3-5.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
8	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	Se menciona que el FR debe ser calculado con datos desde una fecha que represente el estado actual del alimentador hasta el mes inmediatamente anterior al cálculo. Favor explicitar este punto. ¿Qué se entiende por estado actual? ¿Qué pasa si hay transferencias de carga entre barras de distribución? Se solicita considerar una precisión mayor en la metodología, que permita uniformar criterios en el cálculo de las empresas.		Rechazada.	La metodología de cálculo tiene la ventaja de poder representar 100 escenarios distintos de operación (demanda y generación). Además, el artículo 3-5 establece que se deben excluir del cálculo aquellos registros que provengan de traspasos de carga entre alimentadores.
9	DECapital	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	Que el factor de referenciación sea idéntico para todos no entrega señales sobre donde es mejor conectar PMGDs, ni en qué momento, y pequeños PMGDs que en un momento se vieron beneficiados en cierto momento por el factor de referenciación, dado que disminuían las pérdidas, se pueden ver afectados por la conexión de PMGDs más grandes en zonas lejanas a la subestación, aumentando las pérdidas y empeorando el factor de referenciación. Se propone implementar metodología donde se separa cada alimentador en 3 zonas y para cada zona se calculan los factores de referenciación según lo señalado en la norma.	Primer párrafo: Cada alimentador será segmentado en 3 zonas de igual longitud. El Factor de Referenciación de cada zona de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año... Tercer párrafo: El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a una misma zona de un mismo Alimentador...	Rechazada.	El objetivo del factor de referenciación no es entregar una señal de localización, sino reconocer el aumento o disminución en las pérdidas de energía que pueden producir un grupo de PMGD's. Además que este fenómeno no es solo atribuible a la generación existente, sino también a la disposición de las cargas y la topología de la red.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
10	ACERA	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	<p>En párrafo tercero del Artículo 3-3, se menciona que todos los PMGD conectados a un mismo alimentador tendrán el mismo FR, lo que implica que independiente de la potencia del proyecto, de su punto de conexión y del impacto que tenga sobre la red de distribución, se le aplicará una evaluación uniforme, lo que no desestima del beneficio que puede generar un determinado PMGD en el SD.</p> <p>Que el factor de referenciación sea idéntico para todos no entrega señales sobre donde es mejor conectar PMGDs, ni en qué momento, y pequeños PMGDs que en un momento se vieron beneficiados por el factor de referenciación, dado que disminuían las pérdidas, se pueden ver afectados por la conexión de PMGDs más grandes en zonas lejanas a la subestación, aumentando las pérdidas y empeorando el factor de referenciación. Se propone implementar metodología donde se separa cada alimentador en 3 zonas y para cada zona se calculan los factores de referenciación según lo señalado en la norma.</p> <p>Se solicita agregar lo indicado en el campo de Propuesta de Texto.</p>	<p>Primer Párrafo: Cada alimentador será segmentado en tres zonas representativas de las pérdidas, las que pueden ser definidas en función de la distancia eléctrica a la S/E primaria, distribución de cargas u otro criterio que la Empresa Distribuidora considere pertinente. El Factor de Referenciación de cada zona de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año...</p> <p>Tercer párrafo: El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a una misma zona de un mismo Alimentador, a excepción de los que aún mantengan acuerdos de pérdidas con la Empresa Distribuidora, los cuales tendrán, por el plazo definido en dicho acuerdo, Factores de Referenciación igual a uno. Una vez vencido dicho acuerdo, el PMGD en cuestión deberá adoptar el FR respectivo de la zona del Alimentador al cual se conecta.</p>	Rechazada.	<p>El objetivo del factor de referenciación no es entregar una señal de localización, sino reconocer el aumento o disminución en las pérdidas de energía que pueden producir un grupo de PMGD's. Además que este fenómeno no es solo atribuible a la generación existente, sino también a la disposición de las cargas y la topología de la red.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
11	Eugenio H. Fernández	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	<p>El hecho mencionado en el párrafo 3º del art. 3-3 me parece que atenta al funcionamiento racional del mercado de generadores, al no cumplirse la asignación justa de los costos en el sentido de que cada generación asuma lo que le corresponde en forma proporcional a su responsabilidad en la aparición de estos costos. Al considerar que el Factor de Referenciación (FR) será idéntico para todos los PMGD conectados al alimentador hace que el último PMGD en conectarse no se haga responsable de las pérdidas incrementales asociadas a su ingreso al sistema, siendo repartidas entre todos los PMGD conectados al Alimentador que verán empeorar su Factor de Referencia con cada PMGD que se suma al mismo Alimentador.</p> <p>Creo que se debe realizar el cálculo tal que el Factor de Referencia de cada PMGD no cambie en el tiempo, asumiendo el último en conectarse la caída del Factor de Referenciación que genere su entrada al sistema (como ocurre en los sistemas de transmisión adicionales, en donde la conexión de un generador lleva al pago de peajes con el dueño de la línea de transmisión y a pagos por pérdidas incrementales para el resto de los generadores conectados al mismo tramo que se vean afectados por la operación de la última central en conectarse).</p>		Rechazada.	<p>El objetivo del factor de referenciación no es entregar una señal de localización, sino reconocer el aumento o disminución en las pérdidas de energía que pueden producir un grupo de PMGD's. Además que este fenómeno no es solo atribuible a la generación existente, sino también a la disposición de las cargas y la topología de la red.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
12	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	Se solicita dejar explícito la fecha de la data que se debe considerar, se propone utilizar hasta el mes de octubre del año en curso, dato de los tiempos en que se deberán enviar los cálculos.	Se propone la siguiente redacción: El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, cuya fecha será el 1 de diciembre. Se deberán utilizar como datos de cálculo, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el mes de octubre del año en curso inmediatamente anterior al cálculo . Además deberán ser utilizados y considerados en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del(los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
13	COLBÚN S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-3	Las fechas debiesen estar referenciada más relativamente, como por ejemplo, el primer día hábil del mes en vez de un día exacto.	El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, cuya fecha será el primer día hábil del mes de diciembre . Se deberán utilizar como datos de cálculo, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el mes inmediatamente anterior al cálculo. Además deberán ser utilizados y considerados en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del(los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
14	ACERA	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	El Artículo 3-4 no restringe a la Empresa Distribuidora a la consideración de uno o más observaciones, ni da cuenta de las observaciones presentadas a ésta, por lo que se pide transparentar este proceso. Se solicita agregar lo indicado en el campo de Propuesta de Texto.	El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 15 de diciembre. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular los Factores de Referenciación si es que acoge una o más de las observaciones realizadas por el Coordinador y/o los propietarios de los PMGD. Ante caso de discrepancia de las observaciones emitidas por algún interesado, la Empresa Distribuidora deberá entregar un reporte donde se	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
					clarifiquen las observaciones que no han sido incluidas en las nuevas evaluaciones.		
15	Eléctrica Puntilla S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	Se indica que las empresas y el Coordinador tendrán plazo hasta el 15 de diciembre para enviar observaciones. Sin embargo en la práctica se ha observado que las empresas distribuidoras no remiten siempre los antecedentes en el plazo correspondiente (1 de diciembre según art. 3-3).	<p>Modificar el artículo de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 15 de diciembre quince días después de recibido el cálculo del Factor de Referenciación. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular los Factores de Referenciación si es que acoge una o más de las observaciones realizadas por el Coordinador y/o los propietarios de los PMGD. La Empresa Distribuidora deberá comunicar los resultados finales del cálculo de los Factores de Referenciación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD antes del 25 de diciembre de 30 días después de enviado el cálculo de Factor de Referenciación. Los Factores de Referenciación calculados deberán ser aplicados por el Coordinador a partir del 1 de enero siguiente, para referir las inyecciones de energía y potencia de los PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación."</i></p>	Rechazada.	La empresa Distribuidora debe cumplir con los plazos establecidos. Cualquier incumplimiento debe ser comunicado a la SEC para que ésta ejerza sus atribuciones.
16	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	Se solicita incorporar los tiempos asociados en caso de seguir existiendo discrepancia en el cálculo de los FR luego de la segunda entrega, ya que si las controversias por el FR se extienden, podría implicar alguna reliquidación, lo que no sería eficiente.		Aceptada parcialmente	Se acoge parcialmente la observación. Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger parte de la observación planteada.
17	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	Se solicita revisar el segundo párrafo del artículo, respecto a quien deberán ser puestos en conocimiento los FR, ya que se entiende que la empresa distribuidora es la que realiza el cálculo y por lo tanto, estos deben ser puestos en conocimiento de alguna otra entidad.		Rechazada.	Está explícito en el artículo a quienes debe comunicar los resultados la empresa Distribuidora (al Coordinador y a los propietarios de los PMGD).

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
18	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	Párrafo 2 dice "...plazo 15 días contados desde la respectiva comunicación..." se presta para confusión respecto a los plazos ya estipulados de "entrega antes de 7 de diciembre, comentarios antes del 15 de diciembre y FR finales antes del 25 de diciembre. Se solicita revisar los plazos.		Aceptada parcialmente	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger parte de la observación planteada.
19	COLBÚN S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-4	Respecto a la observación anterior, lo mismo con el plazo para hacer observaciones, esta se podría expresar en días hábiles después del primer hito.	"El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 15 de diciembre, o en caso de no ser día hábil, el día hábil siguiente. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular los Factores de Referenciación si es que acoge una o más de las observaciones realizadas por el Coordinador y/o los propietarios de los PMGD."	Aceptada parcialmente	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger parte de la observación planteada.
20	Alex Igor EIRL	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Para el dato Ploss PMGD (h, IG, Idj), no existe consenso entre Distribuidoras sobre si hay pérdida al invertir flujo en el alimentador (algunas la consideran otros lo dejan en valor 0). Se sugiere estandarizar este tema ya que el FR se ve fuertemente afectado si se considera pérdida la inversión de Flujo en el alimentador por 1 o varios PMGD. Esto está en directa relación cuando el CEN realiza los Balances y calcula, mediante software las pérdidas reales en sistemas de Transmisión Zonal.		Rechazada.	La expresión es lo suficientemente explícita y aborda lo que plantea el observante. Cualquier materia de metodología en el cálculo puede ser materia de discrepancia del mismo.
21	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Especificar que los valores de los contadores "i" y "j" van de 1 a 10.		Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
22	ACERA	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Se solicita esclarecer la metodología para determinar el FR, en particular a que corresponde conceptualmente cada uno de los intervalos y su efecto en la evaluación de las pérdidas simuladas para cada uno de los alimentadores.		Rechazada.	La observación es una consulta no referente a lo contenido en la NTCO, y fue explicada en detalle en el Comité Consultivo.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
23	Eléctrica Puntilla S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	<p>Estimando que hoy hay unos 180 PMGD operando en el sistema, y considerando que ahora deben calcularse 100 Factores de Referenciación por PMGD, significa que el Coordinador tendrá que revisar aproximadamente 18.000 cálculos de Factores de Referenciación (y 36.000 cálculos de pérdidas eléctricas: con y sin los PMGD conectados).</p> <p>Revisar ese universo de cálculos es en la práctica imposible para el Coordinador y muy difícil para los titulares de PMGD. Por lo anterior, se hace imperioso disminuir drásticamente el número de cálculos por revisar. Por este motivo, se propone un método que significa en la práctica revisar tres Factores de Referenciación.</p> <p>Por otra parte, debe considerarse que todo el esfuerzo por estimar con la mayor exactitud posible las pérdidas eléctricas del alimentador, se diluye en gran parte si no existen los registros suficientes de Generación Agregada y Potencia Consumida, y por tanto deben utilizarse valores estimativos que pueden contener importantes errores respecto de la realidad (ver artículo 3-9).</p>	<p>Modificar el método de cálculo de Factores de Referenciación de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>"El Factor de Referenciación se estimará en base a la construcción de una función cuadrática que relacione dicho valor con el nivel de potencia que se observe en la cabecera del alimentador. Así, se deberá estimar una curva cuadrática de valores calculada de acuerdo a tres escenarios (todos en referencia al flujo observado en la cabecera del alimentador):</p> <p>a) Máximo flujo de potencia; b) Mínimo flujo de potencia; y c) Flujo promedio de potencia.</p> <p>El Factor de Referenciación para cada escenario se calculará como la razón entre el flujo de potencia en la cabecera del alimentador y la suma de la Generación Agregada y la Potencia Consumida.</p> <p>Estos flujos de potencia corresponderán a los registrados en el año anterior, para lo cual la distribuidora deberá contar a su vez con el registro de la Generación Agregada y la Potencia Consumida en el alimentador."</p>	Rechazada.	La metodología planteada en la NTCO es en esencia similar a lo que plantea el observante. De todas maneras el Coordinador tendrá que aplicar esta metodología de una forma distinta a lo indicado en la justificación de la observación.
24	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Se solicita especificar si el parámetro Gmin puede ser un valor negativo (equivalente a los consumos del PMGD o sus servicios auxiliares) o solo corresponde al mínimo del flujo inyectado a la red de distribución.		Rechazada.	Gmin no puede ser negativo. Si hay consumo este debe ser tratado como demanda, no como generación.
25	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Sólo por un tema gráfico, en la matriz de FR el vector de generación debería ir desde IG10 (max) a IG1 (min)		Aceptada.	Se modifica la expresión.
26	COLBÚN S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	De las fórmulas se observa que falta un "[" a los primeros conjuntos para incluir a los mínimos dentro de los intervalos		Aceptada.	Se modifica la expresión.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
27	COLBÚN S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-5	Precisar para qué variables se utilizan simulaciones y/o datos de la operación real. Por ejemplo, en el caso de PLoss _o entendemos que se calcula a partir de simulaciones. Modificar y explicar las fórmulas del cálculo de la matriz de FR.		Aceptada.	Se modifica la glosa de la expresión
28	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-6	Para completar los datos faltantes de la matriz, se menciona que se debe utilizar 1 Potencia Consumida y (k+2) niveles de Generación Agregada de PMGD. Su aplicación podría quedar abierta a interpretación de las Empresas Distribuidoras, por lo que se solicita considerar una precisión mayor en la metodología.		Rechazada.	Cualquiera determinación fuera de lo que determina la NT puede ser materia de observación en el proceso respectivo.
29	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-6	Completar las ventanas sin registro con la metodología de "crear datos" conlleva un volumen de trabajo que podría no traer mayor beneficio ni exactitud al FR. Sería ideal considerar una propuesta para completar estos datos de manera más sencilla.		Rechazada.	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
30	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-6	Se solicita explicar mejor el segundo punto.		Rechazada.	La observación es una consulta no referente a lo contenido en la NTCO.
31	COLBÚN S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-6	En la creación de datos, la potencia consumida a utilizar debe ser la del medio del intervalo para evitar interpretaciones. Lo mismo para los niveles de generación, se deben distribuir uniformemente en el intervalo. También aclarar que los valores de FR para ventanas sin registros se determinan a partir de simulaciones.	1 Potencia Consumida en el medio del intervalo ID	Aceptada.	Se modifica la expresión.
32	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-7	Revisar la consistencia de utilizar FR horarios, si la normativa vigente puede indicar que el balance de transferencias se efectúe en base a medidas cada 30 minutos.	Una vez obtenida la matriz de factores de referenciación, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-5, se deberá identificar el FR a utilizar en cada unidad de tiempo que considere el balance de transferencias de energía que realiza el Coordinador, en función de las siguientes actividades:	Rechazada.	El cálculo del FR es reflejo de una operación que ocurre en un periodo de tiempo, pudiendo ser 15 minutos, 30 minutos o una hora. La aplicación de la herramienta se hace independiente del tiempo al elegir un valor representativo de la

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							operación dentro de la matriz calculada.
33	Eléctrica Puntilla S.A.	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-7	En consistencia con la observación anterior, se requeriría modificar este artículo.	Reemplazar el artículo por lo siguiente: <i>"Una vez obtenidas las funciones cuadráticas que relacionan el Factor de Referenciación y el nivel de la potencia en la cabecera del alimentador, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-5, se deberá identificar el FR horariamente en función de la curva cuadrática de pérdidas eléctricas estimada."</i>	Rechazada.	En consistencia con la respuesta dada la observación anterior N° 18 del observante.
34	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-7	No queda claro el último párrafo. No se entiende por qué se deberían presentar valores fuera de los límites de la matriz, considerando que la matriz de construye con máximos y mínimos de generación y demanda.		Rechazada.	El caso podría ocurrir con un aumento de demanda fuera de los límites establecidos previamente (o disminución de la misma). Se entiende que es para dar flexibilidad a la herramienta.
35	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-8	Se solicitar cambiar días corridos por días hábiles, o bien dejar el mismo número de días corridos que en los Artículos 3-3 y 3-4	La Empresa Distribuidora deberá calcular los FR en el primer día hábil del mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y deberá comunicar dichos resultados a los propietarios de los PMGD y al Coordinador, quienes tendrán un plazo de 10 días hábiles para realizar observaciones a los cálculos de los FR actualizados. La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 10 días hábiles para informar los FR definitivos, teniendo en cuenta las observaciones realizadas por los propietarios de los PMGD y del Coordinador.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
36	Coordinador Eléctrico Nacional	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-8	El Artículo cita solamente a aumentos, pero también se debería realizar una actualización en caso de disminución. Además no se especifica contra qué se compara para determinar la variación de demanda o de generación, por ejemplo respecto del mes pasado, del mismo mes del año anterior, el promedio del año anterior, etc. Los valores de generación y demanda pueden variar mes a mes debido a factores estacionales.		Aceptada.	Se modifica el texto para indicar que el 10% es en comparación con el valor máximo que la matriz definió para el cálculo. Se agregará además la posibilidad de que exista disminución de Potencia Consumida o Generación Agregada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
37	ACERA	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-8	<p>Las condiciones bajo las cuales se debe realizar la actualización del FR, deben ser más clarificadoras y no dejar libertades en cuanto a los plazos, ni las condiciones bajo las que se realizar éste cálculo.</p> <p>Se solicita agregar lo indicado en la campo de Propuesta de Texto</p>	<p>Se deberá realizar una actualización de los FR, cada vez que ocurra alguno de los siguientes eventos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cambio relevante y permanente en la topología de la Red de Media Tensión, de al menos 6 meses desde el cambio topológico, a fin de establecer que las modificaciones son efectivamente permanentes y pueden ser reflejadas en la curva de demanda de el o los alimentadores vinculados a los cambios topológicos. - Incorporación de un nuevo PMGD a la red de distribución, o bien, el retiro de un PMGD de la red de distribución. - Aumento en a lo menos un 10% de la Potencia Consumida máxima, o de la Generación Agregada máxima, verificados en un 10% o más de los datos de al menos 3 meses, los que serán contrastados con la proyección de generación. <p>La Empresa Distribuidora deberá calcular los FR en el primer día hábil del mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y deberá comunicar dichos resultados a los propietarios de los PMGD y al Coordinador, quienes tendrán un plazo de 10 días corridos para realizar observaciones a los cálculos de los FR actualizados. La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 10 días corridos para informar los FR definitivos, teniendo en cuenta las observaciones realizadas por los propietarios de los PMGD y del Coordinador. Los FR actualizados comenzarán a regir desde el primer día del séptimo mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y tendrán vigencia hasta la próxima fecha de cálculo de FR establecida en el Artículo 3-3, o hasta la próxima actualización según los términos del presente Artículo.</p>	Rechazada.	<p>La redacción del artículo es clara en aludir cambios "permanentes" de la topología. Además no es necesario indicar 3 meses en el tercer punto, ya que solo se amplían los límites de la matriz, por lo que no es necesaria una verificación exhaustiva de dicha condición.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
38	Eugenio H. Fernández	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-9	Error evidente de redacción en el primer literal de la lista, donde aparecen 2 espacios en blanco sin texto (uno en la primera línea y otro en la segunda línea). Lamentablemente no se puede evaluar el art. 3-9 dado que la información faltante lleva a no tener una idea completa del artículo en cuestión. Creo deberán publicar una nueva revisión con un nuevo plazo para comentarios.		Rechazada.	No se observa error en el artículo indicado. Sugerimos usar la versión actualizada de los softwares de visualización de archivos .PDF.
39	EEAG	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	3-9	Se solicita definir el concepto de "capacidad de diseño del alimentador" para que no existe la confusión o mal interpretación.		Aceptada.	Se incluye la definición requerida por el observante.
40	Katherine Hoelck	FACTOR DE REFERENCIACIÓN	General	El plazo para revisar los FR por parte de los PMGD y el Coordinador es muy acotado, especialmente si se piensa en que hay empresas que tienen muchos PMGD y que el proceso ahora será más mucho más largo. Se está pidiendo una tarea imposible de realizar.	Dejar a lo menos 15 días como plazo de revisión.	Aceptada parcialmente	Se implementa en el texto de la NT redacción que permite recoger parte de la observación planteada.



Observaciones Capítulo 4: Exigencias Técnicas para la Conexión al Sistema de Distribución

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-3	Se indica que es el generador quién velará por el estado del empalme y el punto de conexión, sin embargo la ley 21.071 del 19/02/2018 del Ministerio de Energía indica que tanto los empalmes como los medidores de energía son de propiedad de la empresa distribuidora, por lo que son ellos quienes deberían velar por el estado de estos elementos (análogo al art. 5-4 de la propuesta de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación).		Rechazada	La Ley Nº 21.071 concede la nacionalidad por gracia al deportista Yasmani Acosta Fernández, por lo que no dice relación con la presente NT. Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que la observación se refiere a la Ley Nº 21.076. Dicha ley regula en sus disposiciones transitorias la forma en que la propiedad de instalaciones (medidor y empalme) que son de clientes pasarán a ser de las empresas distribuidoras. En la medida que se verifiquen las circunstancias ahí señaladas las empresas pasarán a ser propietarias de las instalaciones, asumiendo las obligaciones que correspondan.
2	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-3	Se señala que un empalme, en la práctica está compuesto de dos grandes elementos, Medición y Protección, por lo menos en empalmes en MT. Lo que lleva a que algunas Distribuidoras coloquen candados a los elementos de protección para evitar manipulación por parte del PMGD y como consecuencia teniendo que llamar a la guardia cada vez que el PMGD deba operar el punto de protección sea por Falla o Mantenimiento, añadiendo el inconveniente del tiempo de respuesta o bien colocando equipos de comunicación de uso exclusivo al equipo de protección por parte de la Distribuidora, no pudiendo el PMGD realizar ninguna acción	Sugerencia: adicionar un párrafo: <u>Para el caso de la protección de acople, en ningún caso se permitirá cierre por candado o cualquier otro medio que no permita el acceso. Solo se permitirá sellos de seguridad en la contrapuerta. En caso de utilizar equipos de comunicación, La Distribuidora deberá dejar un canal habilitado para el monitoreo de la protección por parte del PMGD.</u>	Rechazada.	El artículo se refiere al Mantenimiento de Instalaciones en general, no definiendo los componentes del empalme ni especificando protecciones como la mencionada en la propuesta.
3	EnorChile S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-5	No se entiende qué sentido tiene exigir o especificar que el transformador tenga un devanado en delta si basta con que cumpla con los estudios de protecciones.	Se aceptará el transformador para la conexión del PMGD siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de este.	Rechazada.	Ciertos tipos de conexiones no son recomendables para todas las tecnologías de generación, por lo que es necesario indicar que si no se usa el grupo de conexión adecuado, se debe garantizar la operación correcta del sistema de protecciones.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
4	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-5	Se debe considerar que con estrella al lado de media tensión los niveles de desbalance 3xI0 aumentan. Esto es más crítico cuando en la red existen RRVV delta abierto, por lo que se debe proponer con cargo al cliente un equipo RRVV nuevo con tres unidades monofásicas en delta abierto y con control maestro esclavo para subsanar esto. Lo anterior se basa en que un aumento de 3xI0 implica que ya no se logran las condiciones preexistentes del Alimentador.	Se propone modificar el final del primer párrafo según lo siguiente: La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión D-y (delta en media tensión) como una conexión Y-d (estrella en media tensión aterrizada). En ambos casos se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión. Además, si la conexión del transformador de media tensión se realiza con la estrella hacia el Alimentador, se debe considerar la instalación de los equipos eléctricos necesarios para no afectar la calidad de suministro que se tenía antes de la conexión del PMGD.	Rechazada.	No es necesario especificar cada una de las posibles obras adicionales que debe considerar un PMGD en su evaluación de impacto. Si los estudios eléctricos indican la necesidad de alguna de ellas, esto debe justificarse en el mismo proceso, siguiendo las etapas definidas en esta norma.
5	GPM AG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-5	No se entiende qué sentido tiene exigir o especificar que el transformador tenga un devanado en delta si basta con que cumpla con los estudios de protecciones.	Se aceptará el transformador para la conexión del PMGD siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de este.	Rechazada.	Ciertos tipos de conexiones no son recomendables para todas las tecnologías de generación, por lo que es necesario indicar que si no se usa el grupo de conexión adecuado, se debe garantizar la operación correcta del sistema de protecciones.
6	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-6	"La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SD". Esta oración está en directa relación con lo indicado por el DS 101 artículo 45. Por lo que en general los PMGD recurren no a firmar contratos de peajes (algo engorroso y poco usado) sino a contratar una tarifa AT 4,3. El problema radica que una maquina sincrónica y tal como lo detalla el artículo 2-24, puede operar a factor de potencia -0,96 y +0,95. El problema es que al operar en factor de potencia constante en -0,96 e inyectado, la Distribuidora aplica mal Factor de	Se sugiere añadir un párrafo: <u>Para aquellos PMGD que se abastezcan desde el SD para sus consumos propios, la Empresa Distribuidora deberá aplicar para el cálculo del Factor de Potencia, lo indicado en el artículo 3-9 y 3-10 de la Norma Técnica de Distribución. No será considerada como instalación compartida si el empalme sirve como único propósito la inyección al SD.</u>	Rechazada.	No es necesario implementar este punto en la NTCO, dado que la metodología para el cálculo de FP se encuentra ya definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				Potencia, entendiendo que el Cliente Regulado solo consume energía reactiva.			
7	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-6	La capacidad de respaldo con que deberá contar el PMGD para abastecer sus servicios auxiliares de manera independiente del SD, se disminuyó de 8 a 2 horas, se solicita reevaluar. Además, se solicita explicitar que el respaldo deberá estar aislado del esquema de medida		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
8	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-7	Es recomendable que el elemento de maniobra sea un interruptor tripolar, por las razones que se explican en la observación de la línea siguiente.	Se propone la siguiente modificación: El Interruptor de Acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre el las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el Punto de Conexión seleccionado o en la ubicación de operación efectiva en el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el artículo 4-18, y en los PMGD menores a 500 kW. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. Adicional al Interruptor propio de la Unidad Generadora, la Instalación de Conexión deberá contar con un interruptor tripolar, sobre el que actuará la Protección RI descrita en el Artículo 4-16.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
9	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-7	En la línea nº6 no se entiende la referencia posterior a la coma (,): "y en los PMGD menores de 500kW.". ¿A qué refiere esta indicación? Ya que el artículo refiere a todos los PMGD no se entiende por qué se menciona esta categoría específica. Por favor mejorar la redacción de este artículo.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
10	ACERA	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	Los equipamientos mínimos que son requeridos para la interconexión entre la red de distribución y el PMGD, en particular entre el grupo generador y el Equipamiento de medida, que corresponden a la PROTECCIÓN RI y el INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO, para proyectos menores de 500 kW, ¿cuáles son los requisitos técnicos sobre estos		Rechazada	Lo indicado por el interesado ya se encuentra contenido en el artículo 4-18.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				equipos, ya que no se establecen en el Artículo 4-16 y posteriores?			
11	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	Error de redacción: en el párrafo 6º se indica "(...), se realizarán conforme lo establecido en el 0." ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
12	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	Tanto el desconectador como el equipamiento de medida son puntos de falla. Los cuales, eventualmente, pueden causar operaciones de equipos de protección aguas arriba del punto de conexión, afectando el suministro normal.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
13	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	Para evitar letreros de menor tamaño, se debería agregar al párrafo que este letrero debe ser visible a 20 metros o una distancia adecuada para evitar errores.	Se propone modificar el último párrafo del artículo según se señala a continuación: El desconectador indicado en el literal a) deberá ser de apertura visible, y debe estar ubicado en el Punto de Conexión al SD y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora. Además, en la primera estructura del Empalme del PMGD, deberá existir un letrero que indique "Peligro Generador Conectado", que debe ser visible a 20 metros.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
14	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	El penúltimo párrafo del Artículo 4-8 dice: " <i>El diseño y construcción de la Instalación de Conexión, así como de la totalidad de la subestación de conexión, se realizarán conforme lo establecido en el 0.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.	Se solicita corregir el penúltimo párrafo del Artículo 4-8, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("se realizarán conforme lo establecido en el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
15	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-8	Respecto a la señalética o letrero "Generador Conectado", se solicita especificar que este debe ser instalado en la primera estructura del empalme del PMGD.		Rechazada	El texto del artículo es explícito en indicar que "en la primera estructura del Empalme del PMGD, deberá existir un letrero que indique "Peligro Generador Conectado"."

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
16	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-9	Se posee la experiencia y evidencia que las estrellas de los transformadores elevadores en MT aumentan la corriente de desbalance, alterando el esquema SEF donde en casos reales se debe insensibilizar hasta un 400% el umbral de esta protección. Por lo que se debería tener en consideración que si llegase a pasar algo similar, será el PMGD el que se hará cargo de este problema.	Se propone la siguiente modificación: "..." En los PMGD eólicos la puesta a tierra de protección de las torres y de los equipos montados en ella contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación. Si debido a la puesta a tierra del transformador elevador del PMGD, deteriora la calidad de suministro de energía previa a la conexión, el Proyecto será el encargado de subsanar esta problemática. Los demás requisitos aplicables a la puesta a tierra del PMGD deberán cumplir lo dispuesto por el 0."	Rechazada	No es necesario especificar cada una de las posibles obras adicionales que debe considerar un PMGD en su evaluación de impacto. Si los estudios eléctricos indican la necesidad de alguna de ellas, esto debe justificarse en el mismo proceso, siguiendo las etapas definidas en esta norma.
17	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-9	Se sugiere indicar que las tierra que corresponda a todos los equipos de protección, sea distinta de la tierra del punto estrella el Equipo Compacto de Medida. La razón radica en que las sistema desequilibrados en SD, provocan circulación de corriente por el punto estrella en los ECM obteniendo voltajes que pueden ser peligrosos. Se ha visto que estos voltajes queman equipos electrónicos y de respaldo.	Sugerencia: adicionar un párrafo: <u>Se deberán implementar tierras independientes para el aterramiento del punto estrella de los TC y TP de los Transformadores de medida de las tierras de protección en el punto de conexión.</u>	Rechazada	Es responsabilidad del PMGD tener el adecuado diseño de sus instalaciones para proteger sus propios equipos. La NTCO define la interacción entre el PMGD y el SD.
18	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-9	Error de redacción: en el párrafo 3º se indica "(...) deberán cumplir lo dispuesto por el 0." ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
19	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-9	Último Inciso, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
20	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-9	El último párrafo del Artículo 4-9 dice: " <i>Los demás requisitos aplicables a la puesta a tierra del PMGD deberán cumplir lo dispuesto por el 0.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.	Se solicita corregir el último párrafo del Artículo 4-9, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("cumplir lo dispuesto por el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
21	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-11	En la segunda línea se indica que "(...) se recomienda un transformador de media a baja tensión de la Instalación de Conexión tenga un rango de regulación bajo carga suficiente, (...)". Esta es una norma de exigencias técnicas mínimas para poder conectarse a la red, términos como "se recomienda" llevan a una ambigüedad que generará problemas entre el generador y la empresa distribuidora, dado que el transformador aprobado en el ICC debería poder cumplir a cabalidad con los requerimientos de la red de transmisión, y si hay problemas de regulación no considerados estos serán responsabilidad de la empresa distribuidora ya que esta debe velar por la estabilidad de la red y que esta cumpla con los rangos técnicos exigidos por la NTSyCS, requerimientos que además debiesen haber sido informados al evaluar el ICC. A mi parecer se debe definir un criterio técnico con un rango o proceso específico para llegar a tener un criterio técnico definido que cierre el tema de la regulación exigible al transformador del PMGD.		Rechazada:	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
22	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-11	Al final del artículo se indica: "La conexión del neutro del lado de media tensión de todos los transformadores conectados galvánicamente con el SD deberá ser determinada por la Empresa Distribuidora respectiva". Dado que será la empresa distribuidora que decida a su propio criterio dónde conectar el neutro, ¿serán ellos los que deberán realizar el trabajo de conexión? ¿Será a costo del generador? ¿Cómo se resolverán desacuerdos respecto a este punto si la solución propuesta por la Empresa Distribuidora suma costos desproporcionados para el PMGD que se conecta? Por favor definir estos puntos, ya que queda un poco en el aire con la redacción actual.		Rechazada:	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. No obstante se aclarará en la NTCO de manera general el tratamiento de estas materias, las que ya se encuentran definidas por la normativa vigente.
23	EnorChile S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-12	Aclarar especificaciones adicionales que se requieren para un medidor de tensión de secuencia cero.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. Junto con ello, no se estima necesario establecer especificaciones adicionales a uno de los componentes del equipo de sincronización.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
24	GPM AG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-12	Aclarar especificaciones adicionales que se requieren para un medidor de tensión de secuencia cero.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. Junto con ello, no se estima necesario establecer especificaciones adicionales a uno de los componentes del equipo de sincronización.
25	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-13	La ley 21.071 del 19/02/2018 del Ministerio de Energía indica que tanto los empalmes como los medidores de energía son de propiedad de la empresa distribuidora (análogo al art. 5-4 de la propuesta de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación). Dado que el artículo menciona condiciones que deberá cumplir el medidor de energía del generador incluso para cumplir funciones que no son atribuibles a él (como la bidireccionalidad), creo que se debe especificar quién es el propietario del medidor de energía, y en caso de ser del generador, indicar quién se hará cargo del costo adicional por que este sea bidireccional.		Rechazada	La Ley N° 21.071 concede la nacionalidad por gracia al deportista Yasmani Acosta Fernández, por lo que no dice relación con la presente NT. Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que la observación se refiere a la Ley N° 21.076. Dicha ley regula en sus disposiciones transitorias la forma en que la propiedad de instalaciones (medidor y empalme) que son de clientes pasarán a ser de las empresas distribuidoras. En el caso de PMGD no hay duda de que el propietario de la instalación de medida es el propio generador.
26	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-13	Se sugiere explicitar este tema para instalaciones compartidas. El artículo 3-10 de la Norma Técnica de Distribución, señala que para una instalación compartida se debe aislar el PMGD para el cálculo de FP. Pues de lo contrario el pago por mal factor de potencia será excesivo.	En Instalaciones Compartidas, se podrá utilizar un equipo de medida bidireccional que cumpla con las exigencias establecidas para la medición de los consumos <u>y un segundo medidor en las instalaciones de la central de generación, para la medición de las inyecciones, conforme a la normativa vigente.</u>	Rechazada.	No es necesario implementar este punto en la NTCO, dado que la metodología para el cálculo de FP se encuentra ya definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
27	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	"El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador, deberá ser implementado por la Empresa Distribuidora a través del enlace de comunicaciones que ésta dispone para comunicarse con la PRMTE del Coordinador". Este párrafo es arbitrario ya que no permite escoger al PMGD al utilizar servicios de terceros, con algunas garantías o regalías propias del servicio, debe quedar como opcional. De no ser aceptada la propuesta entonces las Distribuidoras deberán quedar como encargado titular y suplente para el formulario SMTE. Esto último ha traído varias diferencias de responsabilidad entre el PMGD y la Distribuidora. También que la		Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				Distribuidora pondrá un costo comercial además por el servicio.			
28	Verano Capital Holding SpA	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	Asigna a la Distribuidora de manera exclusiva el enlace de comunicaciones desde las instalaciones del PMGD hasta la PRMTE. La Norma actual permite al propietario del PMGD dar el enlace de comunicación por medios propios o a través de otro proveedor de servicio distinto a la Distribuidora.	Debe mantener la posibilidad de que el propietario del PMGD haga el enlace de comunicación a la PRMTE por medios propios o a través de otro proveedor de servicio distinto a la Distribuidora. En su defecto considerar la regulación de los costos que puede cobrar la Distribuidora por ese servicio	Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
29	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	<p>Actualmente existen PMGD que poseen su propio enlace de comunicaciones o lo contratan con terceros. Respecto a lo establecido por la nueva redacción deberán renunciar a su actual arquitectura para utilizar la red de la Empresa Distribuidora. Se recomienda que los PMGD que ya contrataron enlaces de comunicaciones con terceros, se les dé la oportunidad de seguir en estas condiciones o dar la ventana que cualquier PMGD pueda hacer contratos con terceros para que administren sus enlaces de comunicaciones, dado que el costo podría ser mucho menor que el servicio que les dará las Empresas Distribuidoras.</p> <p>Adicionalmente, no se establece si la exigencia del enlace de comunicación por la Empresa Distribuidora a costo de quién será. Por lo tanto, existe la posibilidad de que esta exigencia le sea más costosa a los PMGD que actualmente poseen su propio enlace.</p> <p>Finalmente, recordar que el último párrafo de Artículo 4-32 de la NTSyCS señala: "Los coordinados podrán asignar la administración de los enlaces de comunicaciones y del equipamiento de medida con algún tercero". Por lo tanto, los puntos anteriores mantendrían coherencia en la Normativa vigente.</p>	<p>El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador, deberá ser implementado por la Empresa Distribuidora a través del enlace de comunicaciones que ésta dispone para comunicarse con la PRMTE del Coordinador. Sin perjuicio de las responsabilidades señaladas, los PMGD podrán asignar la administración de los enlaces de comunicaciones con algún tercero, lo que deben informar previamente a las Empresas Distribuidoras y al Coordinador. En este caso, el PMGD deberá habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar los equipos de medida, con el objeto de que esta última pueda conocer el estado del PMGD en caso de falla.</p>	Rechazada	Sin embargo se establece que los PMGD son los responsables de enviar su información a la PRMTE, ya sea de forma individual o través de los enlaces de comunicación de la Empresa Distribuidora.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
30	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	La ley 21.071 del 19/02/2018 del Ministerio de Energía indica que tanto los empalmes como los medidores de energía son de propiedad de la empresa distribuidora (análogo al art. 5-4 de la propuesta de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación). Dado que el artículo menciona condiciones que deberá cumplir el medidor de energía del generador, creo que se debe especificar quién es el propietario del medidor de energía, e indicar quién se hará cargo del costo de ingresar el medidor al sistema PRMTE. Según lo que se indica en el artículo 4-15 pareciera que es la empresa distribuidora quien será propietaria del medidor de energía ya que enviará ella los datos al Coordinador.		Rechazada	La Ley N° 21.071 concede la nacionalidad por gracia al deportista Yasmani Acosta Fernández, por lo que no dice relación con la presente NT. Sin perjuicio de lo anterior, entendemos que la observación se refiere a la Ley N° 21.076. Dicha ley regula en sus disposiciones transitorias la forma en que la propiedad de instalaciones (medidor y empalme) que son de clientes pasarán a ser de las empresas distribuidoras. En el caso de PMGD no hay duda de que el propietario de la instalación de medida es el propio generador.
31	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	Respecto a la habilitación del acceso, este no solo debe ser para que la empresa distribuidora pueda conocer el estado del PMGD, sino también para la descarga del medidor para el balance energía y potencia.		Aceptada parcialmente	Se modifica la responsabilidad de implementar la comunicación de datos desde el PMGD hasta la PRMTE del Coordinador, que ahora es del propio generador, salvo en aquellos casos en que el propio PMGD opte por utilizar el canal de comunicación de la Empresa Distribuidora. Lo indicado en el séptimo inciso es adicional a lo considerado anteriormente.
32	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	No se regula el costo del servicio de enlace.	<p>Modificar el cuarto inciso de acuerdo a lo siguiente:</p> <p><i>"El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador, deberá ser implementado por la Empresa Distribuidora a través del enlace de comunicaciones que ésta dispone para comunicarse con la PRMTE del Coordinador. El costo que la distribuidora cobrará al titular del PMGD no podrá ser discriminatorio y deberá tener directa relación con el costo de inversión y operación que tenga la distribuidora por el servicio que tenga contratado con terceros."</i></p>	Rechazada.	Se modifica la responsabilidad de implementar la comunicación de datos desde el PMGD hasta la PRMTE del Coordinador, que ahora es del propio generador, salvo en aquellos casos en que el propio PMGD opte por utilizar el canal de comunicación de la Empresa Distribuidora. No es materia de la NTCO establecer los costos de transmisión de datos.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
33	CIGRE	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	<p>Se habla de: "El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador, deberá ser implementado por la Empresa Distribuidora a través del enlace de comunicaciones que ésta dispone para comunicarse con la PRMTE del Coordinador".</p> <p>Pienso que dado que estas conexiones deben ser seguras, es el minuto de comenzar a hablar de enlaces de comunicación encriptados.</p>	La Empresa Distribuidora deberá proveer al enlace actual de comunicaciones de una capa de encriptación.	Rechazada.	En esta instancia la NTCO no abordó temas relativos a seguridad de la información, los cuales podrían ser analizados en una norma de carácter general para las instalaciones del sistema o en otra revisión de la misma.
34	IA INGENIERIA SpA	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	Algunos medidores tienen una sola puerta Ethernet. Las otras puertas son seriales. Esta situación complica la lectura del medidor por parte del propietario	Agregar: El propietario del PMGD podrá interrogar el medidor por la misma puerta que lo hace el Coordinador	Rechazada.	Esto debe ser implementado por el propio PMGD a la hora de elegir su medidor, siempre permitiendo el acceso al coordinador o a la Distribuidora según sea el caso. Además, existe la factibilidad de registrar información mediante el puerto serial a través de un equipo de comunicación, como lo son DIGI o Módem capacidad serial.
35	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-14	<p>En el párrafo final se establece que "... para PMGD con potencia instalada menor a 1,5 MW, las Empresas Distribuidoras... podrán implementar...". Es decir, la exigencia del sistema de medida en este caso se le adjudica a la Empresa Distribuidora y no al PMGD como en el resto de los casos. Actualmente los PMGD son empresas coordinadas relacionadas con el Coordinador. Se sugiere mantener la responsabilidad del sistema de medida al PMGD.</p> <p>En caso opuesto, si se desea asignar la responsabilidad a la Empresa Distribuidora para los PMGD de estos montos de potencia, se sugiere asignar toda la responsabilidad, ya sea del equipo de medida, compacto de medida y enlace a la Empresa Distribuidora, para toda capacidad instalada. Actualmente la redacción se presta para confusión.</p>	Excepcionalmente, para aquellos PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, los PMGD podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 4-15 del presente Título.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
36	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Numeral 5.2, misma observación sobre responsabilidad del EME que en observaciones 2 y 3. Se sugiere dejar responsabilidad al PMGD.	Disponer de protocolos estándares y abiertos para ser integrado al PRMTE que defina el Coordinador. En caso de que dicho medidor no se encuentre en la PRMTE, el PMGD deberá coordinarse con el proveedor de la PRMTE del Coordinador, a objeto de que sea incorporado en dicha plataforma.	Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
37	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Numeral 5.4, misma observación sobre responsabilidad del EME que en observaciones 2 y 3. Se sugiere dejar responsabilidad al PMGD.	Si el equipo de medida presenta problemas para realizar el registro de las variables eléctricas o para establecer la comunicación con la PRMTE del Coordinador, este último notificará al PMGD, el cual tendrá un ...	Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
38	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Último párrafo, misma observación sobre responsabilidad del EME que en observaciones 2 y 3. Se sugiere dejar responsabilidad al PMGD.	En el caso de interrupción en la interrogación remota de los equipos de medida, el PMGD será responsable de enviar la información que requiera el ...	Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
39	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Este artículo es repetitivo del 4-14, ya que en definitiva el medidor indicado en el artículo 4-14 es exactamente igual al artículo 4-15. La única diferencia está en la programación de los canales, se baja de 12 a 4. Se sugiere un simplificación del artículo, "cuidarse del copy paste" del anexo técnico de transferencia, ya que la NTCO indica "La PRMTE" y el Anexo de la NTSyCS como "El PRMTE". Si va a haber una simplificación al medidor para PMGD iguales o menores a 1,5 MW, entonces que sea real y no casi una imagen de lo que hace un ION 7400		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
40	CIGRE	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Se recomienda solicitar enlaces de comunicación encriptados	Los Empresas Distribuidoras que cuenten con PMGD conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, podrán enviar las medidas que sean requeridas a la PRMTE del Coordinador, mediante un enlace de comunicación encriptado	Rechazada.	En esta instancia la NTCO no abordó temas relativos a seguridad de la información, los cuales podrían ser analizados en una norma de carácter general para las instalaciones del sistema o en otra revisión de la misma.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
41	CIGRE	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN ALSD	4-15	Punto 5.3 Para el equipo de medida por ser un elemento crítico desde el punto de vista de la ciberseguridad es que debiera resguardarse, ya que pudiera ser posible fuente de amenazas y vulnerabilidades en materia de ciberseguridad que pudieran afectar a los Sistemas Centrales del Coordinador	<p>Las Empresas Distribuidoras que cuenten con PMGD 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"> - 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. - Comunicación bidireccional usando encriptación de datos - Uso de password y multifactor de autenticación. - El software de los equipos debe monitorear todas las modificaciones a los datos y solicitudes de manipulación. <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>	Rechazada.	En esta instancia la NTCO no abordó temas relativos a seguridad de la información, los cuales podrían ser analizados en una norma de carácter general para las instalaciones del sistema o en otra revisión de la misma.
42	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN ALSD	4-15	<p>Sobre el párrafo inicial, se mantiene la observación realizada en punto anterior sobre la responsabilidad del sistema de medida para un PMGD. Redacción de este párrafo indica que el responsable es la Empresa Distribuidora, siendo que en el Artículo 4-14, para PMGD mayores a 1,5 MW, la responsabilidad es del PMGD.</p> <p>Se reitera sugerencia que los PMGD actualmente son coordinados y ya mantienen obligaciones con el Coordinador. Por lo tanto, la responsabilidad del sistema de medida debe ser del PMGD. O por el contrario, dejar en claro, en todo el Título, que el responsable de todo el sistema será la Empresa Distribuidora.</p>	<p>Los PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW deberán implementar un sistema de medida según lo establecido en el Artículo 4-14, pero considerando las siguientes exigencias especiales:</p>	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
43	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Sobre el numeral 1.4, se propone eliminar holgura para instalar esquemas de medida de dos elementos. Dicha configuración añade un mayor error al esquema, más aun en distribución donde las cargas no son tan equilibradas. Finalmente esta holgura no es acorde a lo exigido por el resto de Normativa.	1.4 Disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos.	Rechazada	Lo indicado es concordante con la exigencia para medición de clientes libres del mismo tamaño establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
44	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	Numeral 4.2, exige UTC-3 para todo equipo. Se propone explicitar exigencia sólo a medidores que no poseen la capacidad de referir a UTC.	En el caso de equipos de medida que no posean la capacidad de configurar zona horaria, la hora local de los equipos de medida deberá estar referida a UTC-3, sin cambio durante el año. Cualquier facturación horaria entre los Clientes y las Empresas Distribuidoras, se deberá realizar de acuerdo a la memoria de masa del medidor, y los ajustes de hora deben ser realizados por los respectivos sistemas de facturación de cada Empresa Distribuidora.	Rechazada	EL concepto de hora oficial lo tiene el sistema de transferencias en general, de acuerdo a lo indicado en la NTSyCS.
45	EnorChile S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	En apartado (4 ESTAMPA DE TIEMPO, 4.3) ¿Qué es "regularidad" para la sincronización horaria? ¿Basta con una vez al día? ¿Una vez a la semana?		Rechazada	Es responsabilidad del PMGD establecer la regularidad de la sincronización para cumplir lo indicado en el artículo (diferencia menor a 3 minutos).
46	GPM AG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-15	En apartado (4 ESTAMPA DE TIEMPO, 4.3) ¿Qué es "regularidad" para la sincronización horaria? ¿Basta con una vez al día? ¿Una vez a la semana?		Rechazada	Es responsabilidad del PMGD establecer la regularidad de la sincronización para cumplir lo indicado en el artículo (diferencia menor a 3 minutos).
47	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	"La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento..." La protección RI como se señala puede ser integrada o un relé aparte. Si es integrada es imposible hacer la separación, por lo tanto la oración no procede, pero si es un relé aparte, entonces este da disparo trasferida, para lo cual la oración debería cambiar.	Se sugiere agregar párrafo: <u>Para el caso de protecciones RI independientes al Interruptor de Acoplamiento, la pérdida de señal de medición por tensión, alimentación del relé o pérdida del disparo trasferido deberá producir la apertura inmediata del Interruptor de Acoplamiento</u>	Rechazada	Por temas de seguridad y responsabilidad del PMGD ante fallas, éste debe considerar medidas adicionales ante la pérdida de comunicación
48	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	Los valores indicados en la NTCO para tensiones y frecuencias no siempre vienen por parte del fabricante. El Distribuidor en Chile o bien el PMGD puede realizar un protocolo de pruebas con un Organismo Autorizado por la SEC. Por Seguridad algunas Distribuidoras exigen Pruebas SAT, no basta	La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante o un Organismo Autorizado por la SEC . Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora	Rechazada	La NTCO ya establece otras condiciones para probar la RI a través del artículo 5-9 de la NTCO.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				con la pruebas FAT (Fabrica) ya que los equipos a veces fallan.	respectiva de acuerdo a lo señalado en el Artículo 6-1.		
49	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	En el caso de protección RI independiente, se debe tomar una muestra de tensión externa, se solicita se pueda clarificar si la muestra de tensión debe ser tomada mediante un Transformador de potencial Trifásico independiente o bien a través del Equipo Compacto Medida, con bornes paralelos en la caja de medida para el TP.	Se sugiere un párrafo: <u>La señal de tensión y frecuencia para la protección RI independiente, podrá ser obtenida directamente a través de la muestra de tensión al medidor, colocando bornes de entrada en paralelo.</u>	Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
50	Verano Capital Holding SpA	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	Indica que la Empresa Distribuidora deberá " <i>sellar los equipos de protección contra eventuales modificaciones</i> ". En el caso de los Reconectores, que tienen las funciones de protección integradas a la unidad de control del reconector, sellar la unidad de control impide también el acceso a funciones de control indispensables para la operación, como la apertura y cierre local, reinicio local en caso de bloqueo, y ajustes a funciones lógicas y de comunicación con el sistema SCADA. De igual forma, si la comunicación con el sistema SCADA se ha configurado antes de sellar la unidad de control, el sello físico no impide que se modifiquen los ajustes de protección de manera remota. La intención de controlar y auditar los ajustes de las protecciones se puede cumplir, si la unidad de control del reconector cuenta con registros auditables de eventos y cambios, a los que pueda acceder la Distribuidora cuando así lo requiera.	Debe incluir al final del Artículo: " <i>Sin perjuicio de lo anterior, se podrá prescindir del sello en caso de que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconector, con la protección RI integrada a éste, solo si la unidad de control cuenta con funciones de registros auditables para todos los cambios en la configuración del equipo.</i> "	Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
51	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	Además debe existir un bloqueo al acceso remoto por protocolo de fabricante, para que el equipo no sufra modificaciones de forma remota.	Se propone la siguiente redacción para el último párrafo del artículo: "La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, sellar los equipos de protección y realizar un bloqueo de acceso remoto, contra eventuales modificaciones. Además la Empresa Distribuidora será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones, y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de éstas, y del sello de las mismas. La Empresa Distribuidora deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia. La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante. Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora respectiva de acuerdo a lo señalado en el Artículo 6-1."	Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
52	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-16	Respecto a las protecciones RI: sello puede ser obsoleto. No se considera pertinente colocar un sello físico pues no asegura la modificación de parámetros a través de sala de máquinas o algún despacho, ya que es posible acceder al control vía remota. Se solicita indicar que en caso que sea posible, el control de la protección RI quedará bajo clave digital en conocimiento de la empresa distribuidora.		Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
53	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-17	Cuando un transformador elevador está en conexión Dy (Delta en MT) es necesaria la 59N, pero si la conexión es Yd (Estrella en MT), no es necesaria, hay detección de falla en el SD por parte de la Interruptor de Acoplamiento.	Sugerencia agregar párrafo: <u>Para aquellos PMGD cuyo Transformador Elevador se encuentre con conexión Yd, siendo Y en el lado de MT del SD, no se requerirá implementar una protección 59N.</u>	Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
54	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-17	Ante fallas aguas abajo del equipo RI, sin importar la potencia del PMGD, los aportes de corriente de cortocircuito por el SD son elevadas, por lo que siempre debe considerarse las funciones 50N/51N Y/O 59N, siempre coordinando con los equipos de protección existentes en el SD.	Se propone modificar el primer párrafo según lo siguiente: Los PMGD cuya potencia instalada sea inferior a 500 kW no podrán prescindir de las funciones de Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N) y Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N); a menos que la Empresa Distribuidora las requiera justificadamente.	Rechazada	La Distribuidora tiene la facultad de requerirlas si la protección se justifica.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
55	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-17	Se recomienda no implementar fusibles, ya que estos no son flexibles para coordinar. Esto se hace más importante cuando la coordinación existente de equipos de protección del SD es sensible (coordinación residual sensible).		Rechazada	La Distribuidora tiene la facultad de verificar si un fusible permite la correcta coordinación y protección del sistema.
56	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-18	Error de redacción: en el párrafo 3º literal c) se indica "(...) conforme lo establecido el 0 y (...)" ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
57	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-18	Letra C), error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
58	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-18	La letra c) del Artículo 4-18 dice: " <i>Las especificaciones técnicas del sistema de disparo transferido se realizarán conforme lo establecido en el 0 y deberán contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.	Se solicita corregir la letra c) del Artículo 4-18, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("conforme lo establecido en el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
59	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-18	Se hace referencia a un PMGD de 500 kVA, no a 500 kW. No hay una referencia estándar en el documento, a veces se utiliza una unidad u otra.	Corregir unidad a kW, en caso que corresponda.	Aceptada parcialmente	Se modificó la redacción a lo largo del texto para considerar la observación presentada.
60	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-19	Existe casos en que la potencia Instalada es muy superior a la potencia declarada, llegando hasta los 12,7 MW instalados (hay un caso).	Sugerencia agregar párrafo: <u>Para el caso de instalaciones compartidas cuya potencia instalada supere la potencia declarada, se deberá implementar en el punto de empalme compartido, un sistema de.....</u>	Rechazada	La observación planteada por el interesado se encuentra recogida en el mismo artículo de forma general, por lo que no es necesario establecer condiciones para casos particulares. De todas formas se mejora la redacción del artículo para su mejor comprensión.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
61	EnorChile S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-21	<p>En el marco de las mesas de trabajo para la elaboración del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el regulador identificó dentro de los problemas que la nueva normativa debía abordar a propósito de los PMG y PMGD, la creciente necesidad de contar con mejores sistemas de monitoreo que permitieran tener un mejor control y coordinación de dichos medios de generación, sobre todo ante instancias de restricción de la transmisión aguas arriba y la carencia de previsiones confiables en sistemas de generación variables asociadas con los PMGD. Actualmente la Ley 20.936 en su artículo 72-2 especifica que los PMGD son Coordinados, por lo cual están sujetos a las disposiciones y obligaciones de la NTSyCS (NT) toda vez que la NT tampoco excluye explícitamente a los PMGD de dichas obligaciones. Por su parte el Anexo Técnico de Definición de Parámetros a enviar al SISTR establece un régimen especial para PMGD que produce incertidumbre regulatoria y no permite conocer en forma anticipada y objetiva los requisitos que deben cumplir los PMGD en esta materia, al entregar la definición a la determinación casuística del Coordinador. Por lo anterior la NTCO, bajo criterios técnicos coherentes con el tamaño y características de los PMGD establecidos por el Coordinador, no debe sólo limitarse a exigir a los PMGD la implementación e incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas especificado en el artículo 4-14, sino también, debiese incorporar la transmisión de registros a los PMGD para su monitoreo en Tiempo Real y que la coordinación de las instalaciones mediante comunicaciones de voz este bajo una estructura jerárquica formal tal como se establece en la NT vigente. Lo anterior, en razón que los PMGD son Coordinados que están sujetos a la coordinación del Sistema Interconectado, y su creciente penetración los convierte en agentes que pueden incidir o afectar el sistema eléctrico y para ello deben contar con sistemas que permitan al Coordinador poder cumplir con "Establecer,</p>	<p>Artículo 4-21. Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo. En el caso que el enlace de comunicación para efectos del sistema de medida se implemente desde el PMGD a la Empresa Distribuidora, éste será utilizado para verificar el estado de la conexión del PMGD al Alimentador cuando la Empresa Distribuidora lo estime necesario. Para aquellos PMGD que tengan una potencia instalada sobre 3 MW o aquellos PMGD que en conjunto superen 3 MW en potencia instaladas conectados a una misma línea de distribución o subestación, deberán disponer adicionalmente y en todo momento de los equipamientos y sistemas que permitan:</p> <p>a) Establecer comunicaciones de voz operativas entre los PMGD y CC que los coordina y entre los CC y la Empresa Distribuidora o el CDC.</p> <p>b) Monitorear y verificar el estado de la conexión del PMGD mediante registros transmitidos en Tiempo Real.</p> <p>c) Cumplir con el sistema de medida según lo establecido el presente título.</p>	Rechazada	<p>La obligación de comunicaciones de los PMGD y el Coordinador está definida en los respectivos cuerpos normativos, sobre todo si los impactos de la inyección de un PMGD o un grupo de ellos tiene impacto en el Sistema de Transmisión. La obligación de tener un monitoreo permanente para verificar su impacto en tiempo real en los sistemas de Distribución es tema que escapa a las definiciones de esta normativa.</p>



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema..." y "Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del SI".(NTSyCS, Art 2-3, letras a y o)			

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
62	GPM AG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-21	<p>En el marco de las mesas de trabajo para la elaboración del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el regulador identificó dentro de los problemas que la nueva normativa debía abordar a propósito de los PMG y PMGD, la creciente necesidad de contar con mejores sistemas de monitoreo que permitieran tener un mejor control y coordinación de dichos medios de generación, sobre todo ante instancias de restricción de la transmisión aguas arriba y la carencia de previsiones confiables en sistemas de generación variables asociadas con los PMGD. Actualmente la Ley 20.936 en su artículo 72-2 especifica que los PMGD son Coordinados, por lo cual están sujetos a las disposiciones y obligaciones de la NTSyCS (NT) toda vez que la NT tampoco excluye explícitamente a los PMGD de dichas obligaciones. Por su parte el Anexo Técnico de Definición de Parámetros a enviar al SITR establece un régimen especial para PMGD que produce incertidumbre regulatoria y no permite conocer en forma anticipada y objetiva los requisitos que deben cumplir los PMGD en esta materia, al entregar la definición a la determinación casuística del Coordinador. Por lo anterior la NTCO, bajo criterios técnicos coherentes con el tamaño y características de los PMGD establecidos por el Coordinador, no debe sólo limitarse a exigir a los PMGD la implementación e incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas especificado en el artículo 4-14, sino también, debiese incorporar la transmisión de registros a los PMGD para su monitoreo en Tiempo Real y que la coordinación de las instalaciones mediante comunicaciones de voz este bajo una estructura jerárquica formal tal como se establece en la NT vigente. Lo anterior, en razón que los PMGD son Coordinados que están sujetos a la coordinación del Sistema Interconectado, y su creciente penetración los convierte en agentes que pueden incidir o afectar el sistema eléctrico y para ello deben contar con sistemas que permitan al Coordinador poder cumplir con "Establecer,</p>	<p>Artículo 4-21. Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo. En el caso que el enlace de comunicación para efectos del sistema de medida se implemente desde el PMGD a la Empresa Distribuidora, éste será utilizado para verificar el estado de la conexión del PMGD al Alimentador cuando la Empresa Distribuidora lo estime necesario. Para aquellos PMGD que tengan una potencia instalada sobre 3 MW o aquellos PMGD que en conjunto superen 3 MW en potencia instaladas conectados a una misma línea de distribución o subestación, deberán disponer adicionalmente y en todo momento de los equipamientos y sistemas que permitan:</p> <ol style="list-style-type: none"> Establecer comunicaciones de voz operativas entre los PMGD y CC que los coordina y entre los CC y la Empresa Distribuidora o el CDC. Monitorear y verificar el estado de la conexión del PMGD mediante registros transmitidos en Tiempo Real. Cumplir con el sistema de medida según lo establecido el presente título. 	Rechazada	<p>La obligación de comunicaciones de los PMGD y el Coordinador está definida en los respectivos cuerpos normativos, sobre todo si los impactos de la inyección de un PMGD o un grupo de ellos tiene impacto en el Sistema de Transmisión. La obligación de tener un monitoreo permanente para verificar su impacto en tiempo real en los sistemas de Distribución es tema que escapa a las definiciones de esta normativa.</p>



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema..." y "Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del SI".(NTSyCS, Art 2-3, letras a y o)			

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
63	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-22	Puede ocurrir que un PMGD cumpla con el 6% de elevación de tensión máxima en el punto de conexión, y simultáneamente se afecte la calidad de servicio de los Clientes cercanos a dicho punto, debido a que los transformadores MT/BT no cuenten con capacidad de regulación de tensión.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
64	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-23	El párrafo que alude a la sincronización no debe originar oscilaciones mayor al +/- 6%, tampoco es posible llevarlo a la práctica, ya que no se indica si bajo la consigna el PMGD se desconecta o envía un sistema de alerta o la Distribuidora monitorea, en resumen es casi palabra muerta. Además esto sería en régimen transitorio, pero en régimen permanente si es urbano será +/-6% y rural +/-8%. Ahora es muy difícil que un PMGD pueda originar una disminución de tensión al momento de su sincronización, por lo general solo produce aumentos. Se sugiere redactar de nuevo.		Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
65	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-23	Se sugiere explicitar que la sincronización se debe hacer en el lado de BT y punto entre bornes del generador e interruptor de protección de la máquina, no se debe interpretar que la sincronización se debe realizar en el punto de conexión al SD... como algunas Distribuidoras interpretan.		Rechazada	El artículo no define en que lado (BT/MT) se debe hacer la sincronización.
66	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-23	Este párrafo es completamente impracticable. No es posible cumplir con la operación de un PMGD. Los relés de protección no pueden medir consignas instantáneas y guardar el valor para medir diferencia post conexión PMGD, solo es posible a partir de una consigna nominal y única. La demanda del SD es dinámica por lo tanto la tensión previa a la conexión también. Un PMGD conectado no tiene como saber si está superando el 6%. Lo anterior solo es posible realizar a nivel de estudio sistémico.	La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una Red de Media Tensión de un SD no debe exceder, en el Punto de Conexión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones. <u>Esta comprobación será verificada solo a nivel de estudio sistémico en el Estudio Flujo Potencia.</u>	Aceptada parcialmente	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
67	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-25	El segundo párrafo no es aplicable en sistemas de generación tipo PMGD y menos para redes de distribución que son del tipo variables. Un PMGD por lo general tiende a aumentar la tensión en su punto de conexión por lo que para contrarrestar se utiliza colocar la maquina sincrónica (si el diagrama PQ lo permite) en modo capacitivo para absorber reactivos y bajar la tensión. O en su defecto colocar reactores para producir el mismo efecto. Por otro lado sistemas automáticos no parece viables sobre todo si la red, justo el tramo de evacuación del PMGD existe un regulador de tensión, el lado fuente de este elemento pudiese quedar fuera de norma para tensión y aun cumpliendo el punto de conexión... se sugiere revisar este artículo.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
68	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-25	Para el tercer párrafo, utilizar condensadores como compensación de reactivos, no es aplicable para un PMGD, se sugiere revisar este párrafo. Se sugiere modelar por software para comprobar lo indicado en id 15 e id 16		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
69	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-25	No se indica nada con respecto a la protección de estos equipos, ya son posibles puntos de falla dentro del SD.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
70	Sergio Barrientos Burgué	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-26	Al parecer falta completar esta definición: "La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo a lo establecido por el 0..., sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella."		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
71	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-26	Error de redacción: en el artículo se indica "(...) de acuerdo a lo establecido en el 0," ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
72	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-26	Primer inciso, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
73	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-26	El Artículo 4-26 dice: " <i>La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo a lo establecido por el 0, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.	Se solicita corregir el Artículo 4-26, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("de acuerdo a lo establecido por el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
74	Sergio Barrientos Burgué		4-27	Ídem al comentario en 4-26		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
75	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-27	Hay un error de referencia a un artículo en el primer inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
76	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-27	Error de redacción: en el 1er párrafo se indica "(...) de acuerdo a lo establecido por el 0. " ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
77	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-27	Primer inciso, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
78	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-27	El Artículo 4-27 dice: " <i>La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo a lo establecido por el 0.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.	Se solicita corregir el Artículo 4-27, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("de acuerdo a lo establecido por el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
79	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-29	Se especifica en la Tabla 2 que se admite la desconexión del PMGD en 0,16 segundos cuando cualquiera de sus fases medidas detecte un valor menor a 50% de Vn. Al respecto, este retardo se considera insuficiente frente a perturbaciones ocurridas en el sistema zonal donde los tiempos de despeje de fallas son mayores, durante el cual la permanencia del evento, como por ejemplo fallas a tierra, tiene como consecuencia reducciones en las tensiones de las fases afectadas. Con ello, el efecto resultante derivaría en pérdidas innecesarias de generación que en el sistema podrían aumentar la profundidad de la perturbación inicial.	En la Tabla 2 reemplazar el tiempo de 0,16 segundos del rango $V < 50\%$ de Vn a un valor de 1 segundo o mayor	Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
80	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-29	Si la protección RI es un reconectador, estos umbrales deben ajustarse en valor fase a tierra, ya que poseen sensores de tensión monofásicos, por lo que la tabla debería agregarse, o en su defecto, una nota que indique que se podrá ajustar valores fase a tierra equivalente.		Aceptada	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
81	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-30	Hay un error de referencia a un artículo en el tercer inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
82	Persona Natural	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-30	Error de redacción: en el párrafo 3º se indica "(...)" en conformidad con lo establecido en el 0. ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
83	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-30	Tercer inciso, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
84	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-30	El penúltimo párrafo del Artículo 4-30 dice: " <i>Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el 0. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la</i>	Se solicita corregir el penúltimo párrafo del Artículo 4-30, incluyendo el Artículo al que se hace referencia ("en conformidad con lo establecido en el ...")	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				<i>Empresa Distribuidora.</i> ", no haciéndose referencia a ningún Artículo.			
85	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-32	Otro punto de vital importancia es la forma de reconexión automática. Un cortocircuito en la red va a originar una desviación de la tensión y frecuencia, por lo que dependiendo de la rapidez de la curva del Interruptor de Acoplamiento, puede actuar la función por tensión/corriente o bien por cortocircuitos. Si es esta última, la distribuidora no permite reconexión automática pues no puede determinar si la falla es interna o externa del PMGD. Si la reconexión automática no tiene bloqueo por cortocircuito, entonces el punto de conexión parecerá árbol de pascua, realizando infinitas reconexiones si la falla se encuentra al interior del PMGD, ya que las variables de tensión y frecuencia en el SD estarán correctas.	Se sugiere adicionar párrafo: <u>La reconexión automática deberá contar con una función o contacto que impida el cierre del Interruptor de Acoplamiento si este último ha actuado por cortocircuito.</u>	Rechazada	Las disposiciones actuales de la NTCO consideran revisar el aporte del cortocircuito a la red.
86	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-32	Este punto ha llevado a múltiples discusiones con las Distribuidoras, pues un PMGD no puede reconectarse de forma automática al SD. Sea fallas del tipo fugaz/intermitente o permanente, las Distribuidoras recorren la línea para verificar falla y luego de allí autorizan la entrada en operación del PMGD.	<u>El interruptor de acoplamiento, que se ubique en el punto de conexión podrá</u> reconectarse automáticamente al SD solo si la tensión y la frecuencia de la red están dentro de los siguientes rangos de tolerancia. <u>No estará permitido reconexión automática para instalaciones compartidas</u>	Rechazada	El artículo es explícito en permitir la reconexión automática bajo ciertas condiciones de la red. Para la segunda parte de la propuesta de texto no hay una justificación que permita analizar correctamente.
87	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-32	Los PMGD se diseñan para pertenecer a un alimentador específico. En caso de respaldo inter alimentadores post falla, el PMGD al reconectarse ante este respaldo puede originar condiciones indeseadas e incluso operaciones de protecciones del SD. Es por ello, que por seguridad operacional se debería indicar esta salvedad en la norma o dejar abierto a que sea la empresa distribuidora la que decida o no la activación de la reconexión.	Se solicita modificar el artículo 4-32 según lo siguiente: "..." Los anteriores parámetros de reconexión podrán modificarse, en casos justificados técnicamente por la Empresa Distribuidora, lo que deberá ser comunicado a la Superintendencia. La opción de reconexión será decisión de la Empresa Distribuidora, según la operación del Alimentador. En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD debe coordinar la reconexión con la misma."	Aceptada parcialmente	Se agrega a los caso de gradiente de inyección cuando el PMGD se reconecte y el Sistema de Distribución se encuentre bajo otra condición topológica producto de respaldo entre alimentadores post contingencia.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
88	EEAG	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-36	Operación en isla: Cambiar o agregar además de "interrupciones programadas" las palabras "acordadas, coordinadas y/o estudiadas".	Se propone la siguiente redacción: La Empresa Distribuidora puede convenir con el propietario u operador del PMGD una operación en isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados, acordadas, coordinadas y/o estudiadas , por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.	Rechazada	El texto señala explícitamente que la Empresa puede "convenir" lo cual engloba el resto de las acciones propuestas.
89	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SD	4-39	Se hace referencia a un PMGD de 500 kVA, no a 500 kW. No hay una referencia estándar en el documento, a veces se utiliza una unidad u otra.	Corregir unidad a kW, en caso que corresponda.	Aceptada parcialmente	Se modificó la redacción a lo largo del texto para considerar la observación presentada.



Observaciones Capítulo 5: Exigencias para las Pruebas de Conexión

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-2	Se sugiere acotar tiempo a la Distribuidora, ya que el CEN tiene 5 días de enviada la comunicación para responder y por lo tanto se sugiere otros 5 días a la Distribuidora	Distribuidora deberá manifestar en un plazo máximo de 5 días hábiles si tiene...	Rechazada	Lo indicado ya se contempla en el Capítulo 2 de la NTCO.
2	ACERA	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-3	La definición de la expresión " <i>equipos representativos</i> " debe ser acotada, ya que al momento de realizar las pruebas de diseño o para coordinarlas con la empresa distribuidora, ésta comienza a solicitar pruebas que no son establecidas en la actual NTCO. Además, se debe dejar claro cuáles son las pruebas que se deben realizar (listarlas) y los procedimientos, protocolos o normativa bajo la cual se establece el cumplimiento de los distintos parámetros a analizar. Por correlación de requerimientos, para cumplir con los Requisitos para iniciar la PES se debe esclarecer bajo que criterios debe ser efectiva la revisión del diseño de la planta de generación, indicada en el Artículo 2-15. Se solicita agregar lo descrito en el campo Propuesta de Texto	Las pruebas de diseño corresponden a aquellas efectuadas en equipos representativos, ya sea en fábrica, en un laboratorio de pruebas o en terreno, bajo condiciones adecuadas. Las pruebas son requeridas tanto para equipos en celdas, con componentes herméticos, como para equipos individuales al aire libre. Se entiende como Equipos Representativos a: -Interruptor de acoplamiento -Equipos de Sincronización -Conductores aéreos y subterráneos -Transformador(es) -Inversores - Equipos de medición	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para la observación presentada, definiendo que al menos deben ser considerados los equipos listados por el observante.
3	Eugenio H. Fernández	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-3	Definir un listado de documentos mínimos, de forma que los generadores puedan exigirlos al fabricante en el minuto de negociar la compra, y no perder tiempo posteriormente en el proceso de conexión debido a que se solicitan pruebas que el solicitante no entrega con el equipo.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
4	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-4	Hay un error de referencia a un artículo en el primer inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
5	Eugenio H. Fernández	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-4	Error de redacción: en el artículo se indica "(...) de acuerdo a lo establecido por el 0." ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? Falta una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
6	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-4	Final inciso único, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							observación presentada.
7	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-4	Falta referencia a un Artículo, aparece "0."	Se solicita corregir el Artículo 5-4, incluyendo el Artículo al que se hace referencia.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
8	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-5	Letra C), final del párrafo, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
9	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-5	Por seguridad operacional, con énfasis en condición de post-falla en el SD, el PMGD no puede inyectar a la red, por que el personal de mantenimiento estará interviniendo la red para su pronta reposición. Es por ello, que esta función anti isla es muy importante, por lo que los protocolos de pruebas de esta función debe ser enviadas y aprobadas por la distribuidora.		Rechazada	Artículo 4-30 ya establece que el sistema de protección anti-isla deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.
10	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-6	Hay un error de referencia a un artículo en la letra a) del primer inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
11	Eugenio H. Fernández	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-6	Error de redacción: en el literal a) se indica 2 veces "(...) de acuerdo a lo establecido por el 0. " ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? ¿Es lo mismo en cada mención? Falta al menos una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
12	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-6	Letra A), en dos partes del párrafo, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
13	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-6	Falta referencia a un Artículo, aparece "0."	Se solicita corregir el Artículo 5-6, incluyendo el Artículo al que se hace referencia.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
14	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Hay un error de referencia a un artículo en el primer inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
15	Eugenio H. Fernández	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Error de redacción: en el 1er párrafo se indica 2 veces "(...) a lo establecido por el 0. " ¿A qué se refieren con "el 0" en este artículo? ¿Es lo mismo en cada mención? Falta al menos una referencia a mi entender.		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
16	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Primer inciso, error de referencia, en vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece "0".		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
17	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Se solicita aclarar cómo es el procedimiento de la prueba indicada en este artículo, dejando claramente establecido si será en laboratorio o en terreno		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
18	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Explicitar el término de aislamiento. Pruebas Hipot para soterrado, por ejemplo.		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
19	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-8	Falta referencia a un Artículo, aparece "0."	Se solicita corregir el Artículo 5-8, incluyendo el Artículo al que se hace referencia.	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							observación presentada.
20	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-9	Se sugiere explicitar y que quede de manera opcional si los protocolos de pruebas a equipos puede ser emitidos de forma anticipada. Ya que dado el requerimiento, no todos pueden ser ejecutados el mismo día del PES, ya sea factor tiempo, climático o de coordinación y protocolos que lleve a cabo la Distribuidora	Se sugiere adicionar un párrafo: <u>Los protocolos de pruebas podrán ser presentados de forma anticipada previo acuerdo entre el PMGD y la Distribuidora.</u>	Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
21	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-14	Para la prueba simplificada de formación fortuita de isla eléctrica, se solicita establecer el procedimiento de la prueba indicada en este artículo.		Rechazada	La NTCO establece la metodología para las pruebas de puesta de servicio, las cuales se realizarán usando el método de carga externa, el de inyección secundaria o bien energizando la instalación desde el Sistema de Distribución, considerando las pruebas conforme los estándares expuestos en el artículo 1-4 de la NTCO
22	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-14	Por el mismo argumento de la observación anterior, esta prueba debe ser validada por la empresa distribuidora.	Se solicita modificar artículo según lo siguiente: "La prueba simplificada de formación fortuita de isla, deberá verificar la actuación de la protección RI cuando los parámetros de ajuste se encuentran fuera del rango, según lo establecido en el Título 4-6 y Título 4-8, si corresponde, de la presente NT. Esta prueba debe ser validada por la empresa distribuidora. "	Aceptada parcialmente.	Se modifica la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
23	Alex Igor EIRL	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	Este artículo es innecesario... al momento de indicar la interconexión 3 meses antes, el CEN envía carta al PMGD indicando una serie de disposiciones que debe cumplir, entre ellas la entrada al PRMTE, según se detalla en el Anexo para sistemas de medida de la NTSyCS. Por ende es en este instante que se presenta todos los certificados y	Se sugiere el párrafo: El Operador del PMGD o su propietario deberá <u>presentar la autorización manifestada por el CEN acorde a lo requerido para el punto de medida según lo establece el Anexo Técnico Sistemas Para Transferencias Económicas.</u>	Aceptada parcialmente.	Se modifica la redacción para que se haga referencia a los artículos donde se establece la interacción entre

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				auditorías al punto de medida que el CEN debe aprobar. En caso de no eliminarse el artículo se propone.			PMGD y Coordinador.
24	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	Error en redacción.	El Operador del PMGD o su propietario deberá verificar la concordancia de las instalaciones de medida y facturación de acuerdo a lo establecido en el Título 4-4 de la presente Norma. Adicionalmente, los equipos de medida deberán contar con sus respectivos certificados de aprobación y comprobación de exactitud emitidos por entidades autorizadas por la Superintendencia para tales efectos. Deberá verificarse la existencia del enlace y respectivo protocolo de comunicación con la distribuidora o Coordinador, en conformidad a lo indicado en el Título 4-4 de la presente Norma.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
25	Eléctrica Puntilla S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	Hay un error de referencia a un artículo en el primer y segundo inciso.	Corregir según corresponda.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
26	Eugenio H. Fernández	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	Error de redacción: en el artículo ocurren 3 errores de referencia "¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..." ¿A qué se refieren con cada referencia faltante? ¿Es lo mismo en cada mención? Falta al menos una referencia a mi entender.		Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
27	EEAG	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	"En vez de hacer referencia a algún artículo o nombre, aparece el texto ""¡Error! No se encuentra el		Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
28	COLBÚN S.A.	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-18	Error de origen de referencia.	Corregir donde corresponda.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							observación presentada.
29	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-20	Este artículo no es posible realizar en terreno. Primero porque la carga es una parte del alimentador y el único que puede operar es la Distribuidora, segundo Operar un reconector puede implicar dejar una sección aislada bastante grande del SD y más encima probarla por fase. Las Distribuidoras no realizan esta prueba por lo riesgosa que implica, además de afectar fuertemente la calidad de servicio en el alimentador. Se sugiere modificar este artículo de forma practica		Rechazada	La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.
30	Alex EIRL Igor	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-22	Este artículo es el que el área legal de las Distribuidoras interpretan como mantener desconectado al PMGD hasta no obtener el permiso del Coordinador, por eso se sugiere explicitar que es "Entrada en Operación". Por eso se hace la sugerencia de modificar el artículo 1-1 y 1-6		Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
31	Coordinador Eléctrico Nacional	EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	5-22	Mayor precisión.	El PMGD deberá enviar una carta dirigida al director ejecutivo del Coordinador solicitando su Entrada en Operación. En caso que no existan requerimientos que se encuentran pendientes, el Coordinador comunicará mediante carta dirigida al PMGD, a la Superintendencia y a la Comisión, la declaración de la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación queda disponible por parte del Coordinador para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso contrario, el Coordinador indicará al PMGD los requerimientos que se encuentran pendientes. El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días para responder a la solicitud del PMGD.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.



Observaciones Capítulo 6: Pruebas Periódicas de la Instalación de Conexión

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	Alex Igor EIRL	PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN	6-1	Este artículo, honestamente, en la práctica no se lleva a cabo, se puede asegurar que ninguna Distribuidora lleva un registro de las revisiones periódicas a estas instalaciones, la única forma de aplicar lo solicitado sería involucrar a la SEC, de lo contrario es palabra muerta.		Rechazada.	Se rechaza la observación. La SEC está facultada para fiscalizar cumplimiento normativo.
2	Eugenio H. Fernández	PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN	6-1	En el artículo se indica que cada tres años deberá realizarse pruebas a la protección RI a través del método de inyección secundaria. Dado que el servicio del maletín de inyecciones secundarias es bastante caro, el precio podría ser prohibitivo para PMGDs menores a 1 MW, por lo que deberían indicar en el artículo explícitamente quién deberá pagar por estas pruebas. En este sentido, deberían ser realizadas por la empresa Distribuidora dado que tendrá importantes economías de escala al respecto, o en su defecto, no exigir pruebas de inyección secundaria, si no que realizar las mismas pruebas solicitadas en la puesta en servicio (en caso de que esto resultara más económico).		Rechazada.	Mantener las instalaciones del PMGD y su equipamiento dentro de los estándares definidos en la Norma es responsabilidad del mismo propietario.
3	Sergio Barrientos Burgué	PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN	6-2	La redacción es contradictoria: "La Empresa Distribuidora, podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso que compruebe peligro inminente, perturbaciones que encontrándose fuera de los rangos establecidos en la Norma Técnica correspondiente afecten las instalaciones del SD o en caso de desconexión programada. Esto también es válido para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o que se detecte que los ajustes de las protecciones de red se encuentran adulteradas." La distribuidora debe entregar aviso con anticipación en caso de desconexiones programadas, a todos sus clientes.	La Empresa Distribuidora, podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso que compruebe peligro inminente, perturbaciones que encontrándose fuera de los rangos establecidos en la Norma Técnica correspondiente afecten las instalaciones del SD o en caso de desconexión programada. En todo caso de desconexión programada la distribuidora deberá informar previamente a los PMGD que se verán afectados. Esto también es válido para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o que se detecte que los ajustes de las protecciones de red se encuentran adulteradas	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
4	Eugenio H. Fernández	PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN	6-2	Se debe indicar explícitamente que una desconexión de equipamiento realizada según este artículo exonera al generador de las responsabilidades solicitadas por el art. 17-18º de la LGSE para la desconexión de instalaciones.	agregar un párrafo del estilo: "La desconexión de un PMGD según el procedimiento indicado en los párrafos anteriores exonera al propietario de las responsabilidades exigidas para la desconexión de instalaciones desde el SI indicadas en el artículo 17-18º de la Ley"	Rechazada.	No existe el artículo 17-18 en la Ley. Puede inferirse que el observante se refiera al artículo 72-18, pero dicho artículo se refiere al retiro de instalaciones del sistema de manera permanente.



Observaciones Capítulo 7: Disposiciones Transitorias

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	APEMEC		7-2	Se detecta un error, en la línea 4 dice "deberán realizar la solicitud de conexión a la Empresa Distribuidora..."; teóricamente la solicitud de conexión es la SCR... entendemos que hay un error y se refieren a la solicitud de información (lo que se deduce también de la revisión de los artículos citados de la NT actual).		Aceptada	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
2	Coordinador Eléctrico Nacional	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-3	Se recomienda que los acuerdos por pérdidas entre PMGD y Empresas Distribuidoras sean también informados al Coordinador, en la forma y plazos definidos en el presente Artículo, de manera de considerar lo anterior en la revisión que realizará el Coordinador al cálculo de los FR.	Las Empresas Distribuidoras deberán informar en un plazo de 20 días hábiles contados desde la publicación de la presente NT, a la Superintendencia, al Coordinador y a la Comisión, un listado de los PMGD que hayan resuelto el pago asociado a las pérdidas mediante un contrato y por un tiempo definido. Esta información deberá contener el nombre del PMGD, la potencia instalada del proyecto, la empresa a la cual pertenece y la fecha de término del contrato de pérdidas.	Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
3	Coordinador Eléctrico Nacional	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-4	Se solicita dejar el mismo número de días que los indicados en los Artículos 3-3 y 3-4, esto es entrega el 1° del mes, luego 15 días corridos para las observaciones y publicación del definitivo a los 10 días corridos.		Aceptada.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada.
4	DPP Holding Chile	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Limitar la especulación de proyectos y limpiar las listas de espera de SCR's en alimentadores colapsados no debería comprometer el concepto de estabilidad regulatoria que se ha instaurado en el país para incentivar la inversión. Lo anterior se hace de manifiesto en el caso de proyectos que se encuentran en una etapa avanzada en la tramitación de un ICC, como es el caso de aquellos que ya han comprometido estudios eléctricos, en el que se han efectuado gastos asociados al desarrollo, lo que da cuenta de la seriedad del interesado. Dado que los requisitos de la nueva NTCO suponen nuevas exigencias que requerirán generar y obtener diversos respaldos documentales, se plantean generar conciencia en la contabilidad de los plazos en el presenta artículo.	Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que no estén en un estado de tramitación posterior a la presentación del F5 , deberán presentar la documentación para iniciar revisión de SCR según lo establecido en literal b de las exigencias mínimas del "formulario de presentación de SCR" definido en Artículo 2-6 en un plazo de 90 días hábiles desde la publicación de la presente NT. En un plazo de 10 días hábiles desde la publicación de la presente NT, la Empresa Distribuidora deberá informar lo dispuesto en el literal anterior, a todos los Interesados en conectar un PMGD, y aquellos Interesados en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente, que hayan presentado una SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT. Todo Interesado que no presente los documentos en el plazo señalado deberá volver a ingresar una SCR si desea obtener el ICC para su proyecto.	Rechazada.	La información requerida es básica para cualquier proyecto de generación que busca concretarse. En atención a que se establecen nuevas exigencias, se definen plazos razonables para que los interesados den cumplimiento a ellas. Adicionalmente, se hace presente que las exigencias que se incorporan en la etapa de obtención de ICC son datos que el titular del

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
							proyecto debió haber definido con el objeto de analizar la factibilidad de conexión del proyecto.
5	DECapital	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Primer párrafo debiese decir lo establecido en literal b en vez de c (error de referencia).	...deberán presentar la documentación para iniciar revisión de SCR según lo establecido en literal b de las exigencias mínimas del "formulario de presentación de SCR" definido en Artículo 2-6...	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada y agregar aquella información que también es pertinente incorporar o actualizar.
6	DECapital	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Agregar párrafo que deje claro que para las SCR se mantiene el orden existente previo a la publicación de la nueva norma técnica, ya que es lo que corresponde al haber realizado el proceso según lo establecido por la norma.	Esta disposición transitoria no alterará el orden existente de las SCR en los procesos.	Rechazada.	Conforme a lo que establece el inciso final del artículo 7-5, en caso que un proyecto no presente la información solicitada en el plazo requerido, el orden de prelación en un alimentador en particular será alterado debido a que dicho proyecto será excluido de la lista. No obstante lo anterior, se podrá presentar una nueva SCR para el proyecto excluido.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
7	DECapital	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Primer Párrafo: Para quienes estén en proceso de realización de estudios o más adelante (F5) se debiesen mantener las condiciones de la normativa anterior dado que ya han invertido en el proceso de conexión (pagar el costo de los estudios). En caso de requerirse, demostrar que los estudios ya fueron pagados o están en proceso (OC, factura, etc.). Esto siempre y cuando acrediten el uso del terreno con un título habilitante en un plazo de 90 días. (Artículo 2-6 literal b.	Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que se encuentren en una etapa posterior al Formulario N°5 del proceso, deberán acreditar el literal b del Artículo 2-6 en un plazo de 90 días corridos desde la publicación de la presente NT, para regirse según la NT antigua.	Aceptada parcialmente.	Se ajustará la redacción para clarificar inicio de la vigencia del nuevo proceso de conexión.
8	ACERA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Primer párrafo debiese decir lo establecido en literal b en vez de c (error de referencia).	...deberán presentar la documentación para iniciar revisión de SCR según lo establecido en literal b de las exigencias mínimas del "formulario de presentación de SCR" definido en Artículo 2-6...	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada y agregar aquella información que también es pertinente incorporar o actualizar.
9	ACERA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Para aquellos proyectos que ingresan una SCR, la nueva NT estaría dando la posibilidad de corregir o completar la información a que hace referencia el artículo 2-6 b. Esta posibilidad también debería estar vigente para aquellos que, habiendo iniciado su SCR previo a la publicación de la nueva NT deban cumplir con el requisito antes indicado. Se solicita agregar el párrafo indicado en el campo Propuesta de Texto	Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT, en un plazo de 90 días corridos desde la publicación de la presente NT, deberán presentar la documentación para iniciar revisión de SCR según lo establecido en literal b de las exigencias mínimas del "formulario de presentación de SCR" definido en Artículo 2-6." La Empresa Distribuidora deberá verificar si el interesado cumplió con los requisitos indicados. En caso de no cumplir, la empresa distribuidora deberá notificar al interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 20 días corridos deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos.	Aceptada parcialmente.	Se habilitará a la Empresa Distribuidora a solicitar complementar o modificar la información señalada,

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
10	ACERA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Agregar párrafo que deje claro que para las SCR que se hubiesen presentado con anterioridad a la publicación de la modificación de la NT, y que presentaron correctamente la documentación exigida para iniciar revisión de SCR, se mantiene el orden existente previo a la publicación de la nueva norma técnica, ya que es lo que corresponde al haber realizado el proceso según lo establecido por la norma.	Esta disposición transitoria no deberá alterar el orden existente de las SCR en curso.	Rechazada.	Conforme a lo que establece el inciso final del artículo 7-5, en caso que un proyecto no presente la información solicitada en el plazo requerido, el orden de prelación en un alimentador en particular será alterado debido a que dicho proyecto será excluido de la lista. No obstante lo anterior, se podrá presentar una nueva SCR para el proyecto excluido.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
11	ACERA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	<p>Limitar la especulación de proyectos y limpiar las listas de espera de SCR's en alimentadores colapsados no debería comprometer el concepto de estabilidad regulatoria que se ha instaurado en el país para incentivar la inversión. Lo anterior se hace de manifiesto en el caso de proyectos que se encuentran en una etapa avanzada en la tramitación de un ICC, como es el caso de aquellos que ya han comprometido estudios eléctricos, en el que se han efectuado gastos asociados al desarrollo, lo que da cuenta de la seriedad del interesado.</p> <p>Dado que los requisitos de la nueva NTCO suponen nuevas exigencias que requerirán generar y obtener diversos respaldos documentales, se plantean generar consistencia en la contabilidad de los plazos en el presenta artículo.</p> <p>Se solicita modificar el artículo según el texto indicado en el campo Propuesta de Texto.</p>	<p>Para proyectos calificados como Impacto No Significativo, los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que se encuentren en una etapa de tramitación igual o posterior al Formulario N°4 del proceso, se registrarán por la NT antigua, en todos sus puntos excepto en lo referido al Capítulo 3: Factores de referenciación. Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que se encuentren en una etapa de tramitación igual o anterior al Formulario N°3 del proceso, se registrarán por la actual NT, y deberán acreditar el literal b del Artículo 2-6 en un plazo de 90 días corridos desde la publicación de la presente NT. La Empresa Distribuidora deberá verificar si el interesado cumplió con los requisitos indicados. En caso de no cumplir, la empresa distribuidora deberá notificar al interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 20 días corridos deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos.</p> <p>Para proyectos calificados como Impacto Significativo, los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que se encuentren en una etapa de tramitación igual o posterior al Formulario N°5 del proceso, se registrarán por la NT antigua, en todos sus puntos excepto en lo referido al Capítulo 3: Factores de referenciación. Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT y que se encuentren en una etapa de tramitación igual o anterior al Formulario N°4 del proceso, se registrarán por la actual NT, y deberán acreditar el literal b del Artículo 2-6 en un plazo de 90 días corridos desde la publicación de la presente NT. La Empresa Distribuidora deberá verificar si el interesado cumplió con los requisitos indicados. En caso de no cumplir, la empresa distribuidora deberá notificar al interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 20 días corridos deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos.</p>	Rechazada.	<p>La información requerida es básica para cualquier proyecto de generación que busca concretarse. En atención a que se establecen nuevas exigencias, se definen plazos razonables para que los interesados den cumplimiento a ellas. Adicionalmente, se hace presente que las exigencias que se incorporan en la etapa de obtención de ICC son datos que el titular del proyecto debió haber definido con el objeto de analizar la factibilidad de conexión del proyecto. No obstante lo anterior, se ajustará la redacción para clarificar inicio de la vigencia del nuevo proceso de conexión.</p>
12	ACERA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	(Artículo 7-5) Una vez transcurrido el plazo de 90 días para presentar documentación de dominio de terreno por parte del proponente de la SCR, el borrador no exige ningún plazo a las distribuidoras para actualizar y publicar los listados oficiales de	Se propone un plazo de 45 días para que las empresas de distribución publiquen el listado actualizado de las SCR válidas en cada alimentador.	Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				solicitudes de los alimentadores, habiendo eliminado aquellas SCR que no cumplen con los requisitos solicitados			presentada, estableciendo un plazo distinto al sugerido por el observante.
13	COLBÚN S.A.	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	7-5	Al parecer hay un error en la referencia ya que debiese ser sobre lo establecido en b y no en c como está ahora.		Aceptada parcialmente.	Se modificó la redacción del artículo para considerar la observación presentada y agregar aquella información que también es pertinente incorporar o actualizar.
14	GPM AG	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	General	Considerando la propuesta planteada respecto del artículo 4-21 se propone incorporar un régimen de aplicación progresiva de la exigencia y los plazos para la definición de los criterios que harán aplicable la exigencia por parte del Coordinador	Artículo 7-6 Para efectos de la aplicación de lo establecido en el artículo 4-21, el Coordinador deberá, dentro del plazo de 60 días contados desde la dictación de esta norma, identificar y comunicar aquellos PMGD que cumplan con los requisitos establecidos en dicho precepto y que deberán dar cumplimiento a las exigencias relativas a los sistemas de información y comunicación. Por su parte, los Coordinados PMGD que cumplan con los criterios establecidos por el Coordinador a que se refiere el inciso anterior, deberán presentar a éste un programa de trabajo que considere el cumplimiento de la normativa técnica específica sobre la materia dentro del plazo de 90 días desde la definición de los criterios. Dicho programa deberá considerar la implementación de las exigencias normativas y técnicas y su adecuada operacionalización en un plazo no superior a 18 meses contados desde la publicación de la presente norma técnica.	Rechazada.	No fue considerada la observación planteada en el artículo 4-21, por lo que no corresponde establecer una disposición transitoria para ello.
15	Trivento SpA	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	General	Artículo 7-5: Agregar una restricción para evitar procesos SCR duplicados o de respaldo para un proyecto PMGD que posea descripción idéntica (terreno, titular, características de generación). Por ej.: Que se diferencie un proceso SCR de 3 MVA correspondiente a un titular en un terreno, a otro proyecto de 9 MVA en el mismo terreno y mismo titular. Y que, bajo esta propuesta, no se permita tener dos o más procesos de respaldo de SCR por ejemplo, dos o más de 3 MVA bajo el mismo titular, terreno y características.		Aceptada parcialmente.	La sugerencia presentada por el observante fue acogida parcialmente en el texto del artículo 2-6, al cual hace alusión la disposición transitoria del artículo 7-5.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
16	EnorChile S.A.	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	General	Considerando la propuesta planteada respecto del artículo 4-21 se propone incorporar un régimen de aplicación progresiva de la exigencia y los plazos para la definición de los criterios que harán aplicable la exigencia por parte del Coordinador	Artículo 7-6 Para efectos de la aplicación de lo establecido en el artículo 4-21, el Coordinador deberá, dentro del plazo de 60 días contados desde la dictación de esta norma, identificar y comunicar aquellos PMGD que cumplan con los requisitos establecidos en dicho precepto y que deberán dar cumplimiento a las exigencias relativas a los sistemas de información y comunicación. Por su parte, los Coordinados PMGD que cumplan con los criterios establecidos por el Coordinador a que se refiere el inciso anterior, deberán presentar a éste un programa de trabajo que considere el cumplimiento de la normativa técnica específica sobre la materia dentro del plazo de 90 días desde la definición de los criterios. Dicho programa deberá considerar la implementación de las exigencias normativas y técnicas y su adecuada operacionalización en un plazo no superior a 18 meses contados desde la publicación de la presente norma técnica.	Rechazada.	No fue considerada la observación planteada en el artículo 4-21, por lo que no corresponde establecer una disposición transitoria para ello.
17	APEMEC		General	7-5 En los artículos transitorios creemos que debe aclararse expresamente que los proyectos que ya tienen un ICC, deben cumplir con las reglas actualmente vigentes (no las nuevas) para optar a la prórroga del mismo. Pedimos revisar el efecto que se genera en los PMGD existentes, la incorporación de un nuevo PMGD en el mismo sistema de distribución. Creemos que la congestión en la transmisión generada por un nuevo PMGD debería afectar al proyecto que causa el problema y no socializar los costos entre los proyectos que ya estaban siendo despachados en ese punto. Sobre este artículo tenemos la duda de si un PMGD que ya dispone de ICC y está pendiente de realizar las obras de conexión y la PES, también le es de aplicación este transitorio. A nuestro entender "PMGD en proceso de conexión" como se define en el enunciado es muy amplio y debería restringirse a aquellos proyectos que todavía no dispongan de ICC, mientras que aquellos que sí dispongan de ICC o que dispongan de él durante los 90 días después de entrar en vigencia la norma, no deberían ser objeto de revisiones, pues un cambio en este sentido puede modificar sustancialmente los plazos y costos definidos para el desarrollo y construcción del		Aceptada parcialmente.	De acuerdo a la observación presentada, se puede mencionar lo siguiente: El artículo 7-5 aplica solamente a proyectos que aún no tienen ICC vigente. Se modificará el texto para que se clarifique dicha situación. La segunda parte de la observación no presenta una propuesta de texto, lo que no permite su análisis.



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				proyecto, generando incertidumbre a los inversores y desarrolladores que impacte negativamente en el sector.			



Observaciones Generales a la NTCO

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
1	EEAG	General	General	<p>Se solicita que en la Norma Técnica (NT) quede establecida la forma en la que procederá la empresa distribuidora ante modificaciones imprevistas de los alimentadores, cuando existen solicitudes de conexión de PMGD, por ejemplo, ante traspaso de carga.</p> <p>En algunos casos sucede que, al traspasar carga de un alimentador a otro, un PMGD que se encuentra en proceso de conexión en un alimentador, pasa a otro alimentador donde existen otros PMGD en proceso de conexión. En este caso, la empresa distribuidora no tiene las herramientas para determinar cuál es el PMGD que debería quedar primero en la fila.</p> <p>El traspaso de carga desde un alimentador a otro es una medida muy utilizada por la empresa distribuidora ante eventos como fallas de la red, construcción de un nuevo alimentador, mantención de programada de un alimentador, aliviar carga de una subestación, entre otros. La duración de los traspasos de carga es variable, pudiendo extenderse por algunas horas, una estación del año y otros son de carácter definitivo.</p> <p>En virtud de lo anterior, se sugiere que en caso de que existan tramitaciones en curso en un alimentador que es sujeto de reestructuración se reasignen los números en la fila de todos los PMGD en tramitación según su hora de ingreso.</p>	<p>En el caso que existan tramitaciones en curso en un alimentador y que por necesidades de la empresa de distribución se requiera realizar reconfiguraciones del sistema, el orden para iniciar la revisión de las Solicitudes de Conexión a la Red que se encuentran en curso en ambos alimentadores, será por hora de ingreso, conforme lo indicado en el artículo 2-7.</p>	<p>Acceptada parcialmente</p>	<p>La NTCO considerará tratamiento para la reorganización del orden de prelación de proyectos, en caso de cambios topológicos permanentes de la red (excluyendo modificaciones topológicas operaciones tales como emergencias, fallas de la red, traspasos de carga no permanentes, mantenimientos, etc.) y que se encuentren debidamente contenidos en la información pública señalada en el artículo 2-2 (numeral xxi).</p>
2	EEAG	General	General	<p>La empresa de distribución debería tener la facultad de solicitarla modificación del Factor de Potencia de los PMGD conectados para mejorar calidad de suministro y/o por motivos operacionales.</p>	<p>En caso que la empresa distribuidora lo requiera, el PMGD debe poder modificar tanto su modo de operación como su factor de potencia en caso de ser solicitado.</p>	<p>Rechazada</p>	<p>La responsabilidad de dar cumplimiento a las exigencias sistémicas de calidad de servicio recae en la Empresa Distribuidora. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa y el PMGD podrán convenir la modificación del factor de potencia al que genera el PMGD.</p>
3	EEAG	General	General	<p>Se solicita considerar la pertinencia de generar un anexo técnico que establezca el procedimiento adecuado para las pruebas.</p>		<p>Rechazada</p>	<p>Se evaluará la observación en una próxima modificación de la NTCO.</p>

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
4	EEAG	General	General	El borrador de norma no establece ni menciona cuáles serán los formularios del proceso, por lo que se solicita identificar dichos formularios para efecto de tener mayor claridad de las etapas y pasos a seguir.		Rechazada	Se discutió en el Comité Consultivo de la NTCO la necesidad de tener cierto nivel de flexibilidad en la emisión de los formularios, razón por la cual será la SEC quién deberá emitir dichos documentos una vez publicada la presente norma en los plazos que se definan para tal efecto.
5	EEAG	General	2-17, 2-22, 2-29, 3-5:	<p>En varios artículos de la presente NT se indica que: “no deberán considerarse en los modelos de la red de distribución los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%”</p> <p>Al respecto, la NT debe indicar el procedimiento para asegurar la operación de las instalaciones en momentos que la red de distribución esté bajo estrés producto de la operación de un generador con un factor de planta menor a un 5%, condición que no será observado por el Coordinador, ya que el estrés se encontrará en las redes de distribución y no en el sistema zonal, que es el último punto observado por el Coordinador.</p> <p>Para tener presente, a nivel industria las tramitaciones de este tipo de proyectos son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> -En operación: 62 - Con ICC aprobada: 51 - En tramitación y/espera: 87 	Sin embargo, en el escenario operacional que exista coincidencia de generación de los PMGD conectados en el mismo alimentador y que involucre algún desmedro de las condiciones del sistema de distribución, será responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional quien entregue la revisión de costos de mérito y la orden de restringir la inyección en caso de ser necesario.	Aceptada parcialmente	Se modificó la redacción de los artículos pertinentes para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
6	EEAG	General	General	<p>La NT no faculta a la empresa distribuidora para descartar proyectos por incumplimientos, salvo en el caso de los INS (artículo 2-7). Al respecto, se debe dejar claramente establecido que la empresa distribuidora puede rechazar proyectos en caso de que el interesado PMGD no cumpla con los plazos, calidad de la información y/o las exigencias mínimas establecidas para evaluar su factibilidad de conexión.</p> <p>Establecer esta facultad permitirá entregar mayores certezas a los interesados que se encuentran esperando la revisión de los PMGD precedentes y disminuye la especulación al establecer las consecuencias de un incumplimiento. Esto último, se debe a que en ciertas ocasiones, algunos desarrolladores no entregan la información requerida, resguardándose en que la normativa no entrega herramientas para rechazar.</p> <p>Asimismo, la empresa de distribución debería tener la facultad de descartar proyectos cuando éstos incumplan exigencias establecidas en la NT tales como los plazos comprometidos, la calidad de la información, entre otros.</p> <p>Finalmente, se debe considerar la inviabilidad de algunos proyectos PMGD, debido a que sus obras puedan contemplar la imposibilidad de conseguir servidumbres, que los bienes nacionales de uso público no estén disponibles, que los permisos viales, ferroviarios o de derechos de agua, no sean aprobados, o que las soluciones no estén contempladas en las políticas internas de la empresa de distribución.</p>		Rechazada	Existen plazos definidos en los diferentes procesos de interacción entre Empresa Distribuidora y PMGD, los cuales deben ser cumplidos por ambas partes sin distinción. La fiscalización del cumplimiento de dichos plazos corresponde a la SEC.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
7	EEAG	General	General	<p>Se solicita indicar en la NT que el número en la fila de revisión se otorgará una vez que se cumplan con los siguientes requerimientos: (i) el PMGD entrega garantía de seriedad del proyecto (o en subsidio de ello un pago por la realización de los estudios) correspondiente a la empresa distribuidora y (ii) que toda la información requerida sea entregada de forma correcta. Por otra parte, se solicita establecer que la revisión de los antecedentes se realizará posterior al pago.</p> <p>Ambos aspectos fueron ampliamente discutidos en las sesiones del comité consultivo y tienen como finalidad disminuir los niveles de especulación, ya que actualmente no existe ninguna penalización o consecuencia para un desarrollador que solo busca guardar un número en la fila. Esto genera los siguientes efectos perjudiciales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se produce una sobrecarga artificial de los proyectos que debe revisar la empresa distribuidora, generando retrasos y un mal uso de los recursos de la empresa - Desincentivo para los proyectos serios que están en la cola - sobrestimación de las necesidades de inversión 	<p>Se propone considerar los siguientes requisitos: La Empresa Distribuidora debe incluir como información pública el listado de los estudios técnicos necesarios en caso de que el PMGD sea calificado como impacto significativo, y además los costos de la realización y de revisión de estos estudios en caso que el Interesado opte por que estos sean realizados por la Empresa Distribuidora. Asimismo, El PMGD entregue garantía de seriedad del proyecto al momento de presentar los Estudios Técnicos, no pudiendo darse inicio a la revisión en caso de no acreditarse la entrega de dicha garantía por parte del interesado</p> <p>En subsidio de lo anterior, se propone considerar lo siguiente;</p> <p>La Empresa Distribuidora debe incluir como información pública el listado de los estudios técnicos necesarios en caso de que el PMGD sea calificado como impacto significativo, y además los costos de la realización y de revisión de estos estudios en caso que el Interesado opte por que estos sean realizados por la Empresa Distribuidora. Asimismo, los costos de revisión de estudios deberán ser pagados a la Empresa Distribuidora al momento de presentar los Estudios Técnicos, no pudiendo darse inicio a la revisión en caso de no acreditarse el pago por parte del interesado.</p>	Rechazada	Establecer garantías o prepagos de estudios no es materia de esta Norma Técnica.
8	EEAG	General	General	<p>La normativa no especifica cuáles son los plazos para actualizar una ICC emitida cuando un proyecto precedente no se ejecute (por ejemplo: desistimiento voluntario, vencimientos de prórroga). Se solicita indicar con qué plazo cuenta el PMGD para actualizar los estudios eléctricos, y la empresa distribuidora para la respectiva ICC.</p> <p>Se deberá considerar un plazo de 4 meses para la actualización de la información del alimentador, en el caso de que un PMGD no pueda concretar su conexión, independiente cual sea su motivo (desistimiento voluntario, vencimiento de ICC u otro), periodo en el cual no podrán ingresar nuevas solicitudes de conexión en dicho alimentador. Durante este periodo se actualizarán los estudios de impacto estático de los PMGDs que tuvieran una solicitud de conexión posterior al PMGD no concretado, pudiendo modificarse las obras de adecuación de la red propuestas para todos los PMGD posteriores, el proceso</p>	<p>Los procesos de respuesta a SCR F3, se congelarán si existe un desistimiento voluntario, vencimiento de ICC u otro, hasta informar dicha situación a los demás PMGD en cola. Luego, los PMGD que se encuentran en la cola deberán actualizar los estudios de impacto estático de los PMGDs que tuvieron una solicitud de conexión posterior al PMGD no concretado, pudiendo modificarse las obras de adecuación de la red propuestas para todos los PMGD posteriores, en este caso, el proceso de conexión se congelará para dichos PMGDs, donde la entrega de ICC será postergada en los tiempos mencionados.</p>	Aceptada parcialmente	Se modificó la redacción de la NTCO para considerar la observación presentada.

Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				de conexión se congelará para dichos PMGDS, donde la entrega de ICC será postergada en los tiempos mencionados.			
9	EEAG	General	2-7; 2-10; 2-13; 2-14; 2-15; 2-16; 2-17; 5-21; 5-22; 6-2	Se señalan plazos en días, pero no se hace referencia a que sean días corridos o hábiles, cómo sí se especifica en otros artículos de la norma. Se solita indicar que los plazos en la presente norma serán días hábiles mientras no se mencione lo contrario.	Los plazos de la presente norma serán días hábiles mientras no se mencione lo contrario.	Aceptada	Se modificó la redacción de la NTCO para considerar la observación presentada.
10	EEAG	General	General	<p>La NTCD (6-8 y 7-10) indica que las exigencia especiales para los sistemas de medición establecidas en dicha NT (características generales, memorias de masa, registro de variables, estampa de tiempo, comunicación y envío de datos de medidas), asociadas a la incorporación de un PMGD de hasta 1,5 MW de potencia instalada, serán aplicables desde la publicación en el Diario Oficial de la NTCD y hasta la entrada en vigencia de la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.</p> <p>El presente borrador, en su art. 4-13 se establece la ubicación de los medidores destinados a facturación, luego el art. 4-14 indica las características técnicas que deberá cumplir dicho medidor, estableciendo que debe contar con la clase de precisión establecido en la NTSyCS. Ningún artículo de esta norma hace mención a la propiedad de dicho medidor y que deberá ser compatible con los SMMC que se encuentran implementando las empresas concesionarias de servicio público de distribución. Se solicita establecer que el medidor</p>	Previo a la conexión del PMGD, este deberá contar con un equipo de medida que cumpla con las características técnicas establecidas en la NTSyCS. Dicho medidor será aportado por la empresa distribuidor y pagado por el propietario del PMGD.	Rechazada	El sistema de medida es propiedad del PMGD y deberá cumplir con las características definidas en la presente NTCO.



Id	Institución o Empresa	Capítulo	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Respuesta CNE	Justificación CNE
				será instalado por la empresa distribuidora y pagado por el propietario del PMGD.			

(*) Algunas observaciones recibidas fueron modificadas con el solo fin de corregir errores ortográficos o gramáticos.