



NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y
CALIDAD DEL SERVICIO **NORMA TÉCNICA**
DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PMGD EN
INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Febrero-Septiembre 20242025

Santiago de Chile

ÍNDICE

Capítulo 1	TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	15
Título 1-1	Objetivos y Alcances	16
Artículo 1-1.	Objetivo	16
Artículo 1-2.	Alcance	17
Artículo 1-3.	Otras tecnologías.....	17
Artículo 1-4.	Aplicación de otros estándares	17
Artículo 1-5.	Calidad de usuario del Sistema de Distribución	18
Artículo 1-6.	Plazos considerados en la presente NT	18
Artículo 1-7.	Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación	18
Artículo 1-8.	Formularios, estudios y procedimientos técnicos	19
Artículo 1-9.	Costos asociados a la elaboración y revisión de estudios	19
Artículo 1-10.	Valorización Actividades para la Conexión	20
Artículo 1-11.	Bloques horarios de inyección para PMGD con componente de almacenamiento.....	20
Título 1-2	Abreviaturas y Definiciones.....	20
Artículo 1-12.	Abreviaturas	20
Artículo 1-13.	Definiciones.....	21
Capítulo 2	INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	27
Título 2-1	Publicación de la información técnica de las redes y sistemas de generación	28
Artículo 2-1.	Generalidades.....	28
Artículo 2-2.	Entrega y completitud de la información	28
Artículo 2-3.	Alcance de la Información Técnica de las redes de distribución	28
Artículo 2-4.	Estándares Constructivos	31
Artículo 2-5.	Información Técnica de los Sistemas de Generación.....	31
Artículo 2-6.	Información de Alimentadores de propiedad de otra empresa	33
Artículo 2-7.	Procedimiento de actualización y periodicidad de la Información	34
Artículo 2-8.	Monitoreo, control y gestión de la Información Técnica	34
Artículo 2-9.	Información de las instalaciones de transmisión zonal	35
Título 2-2	Procedimiento para las solicitudes de Información pública de las redes y de los Medios de Generación	36
Artículo 2-10.	Solicitud de Información Pública	36

Artículo 2-11. Respuesta a la Solicitud de Información	37
Capítulo 3 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	39
Título 3-1 Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión	40
Artículo 3-1. Generalidades.....	40
Artículo 3-2. Plataforma para el Procedimiento de Conexión.....	40
Título 3-2 Evaluación de las solicitudes de conexión a la red	41
Artículo 3-3. Presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR)	41
Artículo 3-4. Cronograma de ejecución del proyecto	43
Artículo 3-5. Orden para resolver las SCR	43
Artículo 3-6. Declaración de Admisibilidad	44
Artículo 3-7. Respuesta a las Solicitudes de Conexión a la Red	45
Artículo 3-8. Cambios no significativos a una SCR vigente.....	47
Artículo 3-9. Calificación del Proceso Expeditivo	47
Artículo 3-10. Proceso de Conexión Expeditivo y Estudio de Protecciones	48
Artículo 3-11. Realización de los Estudios Técnicos	48
Artículo 3-12. Informe de Costos de Conexión y emisión del ICC.....	49
Artículo 3-13. Requisitos para la acreditación de avance del proyecto	51
Artículo 3-14. Notificación de Conexión	51
Artículo 3-15. Puesta en Servicio	52
Título 3-3 Determinación del Proceso de Conexión Expeditivo	53
Artículo 3-16. Generalidades.....	53
Artículo 3-17. Capacidad Inyección para la Conexión Expeditiva.....	54
Artículo 3-18. Impacto sobre la corriente que circula por el SD	54
Artículo 3-19. Impacto sobre la regulación de voltaje	56
Artículo 3-20. Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva	58
Artículo 3-21. Impacto sobre la fluctuación de voltaje	58
Artículo 3-22. Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito.....	59
Artículo 3-23. Evaluación de la coordinación de las protecciones	60
Título 3-4 Estudio de Conexión	61
Artículo 3-24. Generalidades.....	61
Artículo 3-25. Alimentadores de Alto Impacto	62
Artículo 3-26. Factor de Diseño de las Pérdidas Eléctricas	63

Artículo 3-27. Escenarios de Demanda y Operación.....	63
Artículo 3-28. Modelamiento y Ajuste de Variables Eléctricas	66
Artículo 3-29. PMGD con Componente de Almacenamiento	67
Artículo 3-30. Niveles de carga del Alimentador.....	68
Artículo 3-31. Estudios de Flujos de Potencia en Sistema de Distribución	68
Artículo 3-32. Estudio de Cortocircuitos	70
Artículo 3-33. Estudio de Coordinación de Protecciones.....	70
Artículo 3-34. Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal	71
Artículo 3-35. Advertencia de posible congestión en Transmisión Zonal	75
Título 3-5 Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares	77
Artículo 3-36. Limitación de inyecciones del PMGD	77
Título 3-6 Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión	78
Artículo 3-37. Generalidades.....	78
Artículo 3-38. Informe de Criterios de Conexión	78
Artículo 3-39. Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes	79
Artículo 3-40. Convenio de operación.....	80
Artículo 3-41. Plazos máximos y cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes	81
Artículo 3-42. Actualización del ICC e Informe de Costos de Conexión	82
Título 3-7 Determinación de los Costos de Conexión	83
Artículo 3-43. Generalidades.....	83
Artículo 3-44. Determinación de los Costos de Conexión.....	85
Artículo 3-45. Generación estimada del PMGD	87
Artículo 3-46. Demanda del Alimentador	88
Título 3-8 Congestión en transmisión zonal	88
Artículo 3-47. Estudio semestral de Congestión en Transmisión Zonal	88
Artículo 3-48. Criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal	89
Artículo 3-49. Medidas temporales para modificaciones de restricción de inyección	90
Artículo 3-50. Medidas permanentes para levantamiento de restricción de inyección	90
Artículo 3-51. Notificación de constatación de las condiciones operativas	90
Título 3-9 Interconexión, energización y entrada en operación	91

Artículo 3-52. Comunicación de interconexión a la Superintendencia	91
Artículo 3-53. Comunicación de interconexión al Coordinador	91
Artículo 3-54. Requisitos para iniciar la PES.....	93
Artículo 3-55. PES por etapas	93
Capítulo 4 FACTOR DE REFERENCIACIÓN	95
Título 4-1 Generalidades	96
Artículo 4-1. Objetivo	96
Artículo 4-2. Responsabilidad del cálculo del FR.....	96
Artículo 4-3. Consideraciones para el cálculo	96
Artículo 4-4. Distribución de la demanda para el cálculo de los FR	97
Artículo 4-5. Observaciones del FR	98
Título 4-2 Metodología de cálculo del FR	98
Artículo 4-6. Cálculo del FR	98
Artículo 4-7. Ventanas sin registros.....	100
Artículo 4-8. Aplicación de FR	100
Artículo 4-9. Opciones de actualización de los FR.....	101
Artículo 4-10. Consideraciones ante registros insuficientes	101
Capítulo 5 Controversias	102
Título 5-1 Generalidades	103
Artículo 5-1. Alcance	103
Título 5-2 Procedimiento de Controversias.....	103
Artículo 5-2. Presentación de Controversias	103
Artículo 5-3. Medidas provisionales.....	104
Artículo 5-4. Admisibilidad de las Controversias.....	104
Artículo 5-5. Controversias respecto del ICC y Estudios de Costos de Conexión	105
Artículo 5-6. Plazo de presentación de antecedentes adicionales y observaciones	105
Artículo 5-7. Plazos para resolución e impugnación	106
Artículo 5-8. Solicitudes de mantención de vigencia de ICC	106
Capítulo 6 AUDITORÍAS.....	107
Artículo 6-1. Objetivo y ámbito de aplicación	108
Artículo 6-2. Principios y metodología de la Auditoría.....	108
Artículo 6-3. De los Auditores Técnicos	108

Artículo 6-4. Proceso de Auditoría	108
Artículo 6-5. Monitoreo del Proceso Auditado	110
Capítulo 7 EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	111
Título 7-1 Exigencias Generales	112
Artículo 7-1. Generalidades.....	112
Artículo 7-2. Exigencias en el Punto de Conexión	112
Artículo 7-3. Mantenimiento de instalaciones	112
Artículo 7-4. Certificación o Autorización de Productos	112
Artículo 7-5. Conexión de transformadores elevadores	112
Título 7-2 Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión.....	113
Artículo 7-6. Respaldo	113
Artículo 7-7. Interruptor de acoplamiento	113
Artículo 7-8. Equipos de Control y Monitoreo para PMGD	114
Artículo 7-9. Equipamiento	114
Artículo 7-10. Puesta a tierra	115
Artículo 7-11. Coordinación con equipos del SD	115
Artículo 7-12. Regulación de tensión del transformador elevador	115
Título 7-3 Dispositivo de Sincronización	116
Artículo 7-13. Exigencias	116
Título 7-4 Instalaciones de control y medida	116
Artículo 7-14. Ubicación.....	116
Artículo 7-15. Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas	116
Artículo 7-16. Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada	117
Artículo 7-17. Protección RI	120
Artículo 7-18. Funciones de protección	121
Artículo 7-19. Disparo transferido.....	121
Artículo 7-20. Limitación de potencia a inyectar	122
Artículo 7-21. Pruebas.....	122
Artículo 7-22. Sistemas de comunicación operativa	122
Título 7-5 Calidad de servicio del PMGD.....	126
Artículo 7-23. Cumplimiento de la normativa técnica	126

Artículo 7-24. Inyección de corriente continua.....	127
Artículo 7-25. Parpadeo	127
Artículo 7-26. Distorsión armónica	127
Título 7-6 Operación en Isla	127
Artículo 7-27. Operación en Isla.....	127
Capítulo 8 EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	128
Título 8-1 Generalidades	129
Artículo 8-1. Verificación de exigencias.....	129
Artículo 8-2. Comunicación y Autorización de Interconexión	129
Título 8-2 Pruebas de diseño y de la instalación de conexión	129
Artículo 8-3. Pruebas de equipamiento de conexión.....	129
Artículo 8-4. Interferencia electromagnética	130
Artículo 8-5. Formación de isla eléctrica	130
Artículo 8-6. Inversores	130
Artículo 8-7. Sincronización.....	130
Artículo 8-8. Aislamiento	131
Título 8-3 Pruebas de puesta en servicio	132
Artículo 8-9. Generalidades.....	132
Artículo 8-10. Protocolo de puesta en servicio	132
Artículo 8-11. Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales.....	133
Artículo 8-12. Pruebas de respuesta a sobrecorriente	133
Artículo 8-13. Pruebas de aislamiento	133
Artículo 8-14. Prueba de formación fortuita de isla.....	133
Artículo 8-15. Prueba de limitación de inyecciones	133
Artículo 8-16. Pruebas de Inyección de energía.....	134
Artículo 8-17. Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida	134
Artículo 8-18. Inspección de las instalaciones	134
Artículo 8-19. Pruebas de puesta a tierra	134
Artículo 8-20. Instalaciones de medida y facturación	134
Artículo 8-21. Reconexión automática	134
Artículo 8-22. Pruebas de no formación de isla	135

Artículo 8-23. Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD	135
Artículo 8-24. Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD	135
Artículo 8-25. Pruebas de puesta en servicio.....	136
Artículo 8-26. Entrada en Operación.....	137
Capítulo 9 Exigencias para la operación y coordinación de PMGD	138
Título 9-1 Comportamiento en estado normal en la red de media tensión	139
Artículo 9-1. Regulación y Elevación de Tensión	139
Artículo 9-2. Sincronización al SD	139
Artículo 9-3. Energización por parte del PMGD	139
Artículo 9-4. Compensación de potencia reactiva	139
Artículo 9-5. Interferencia electromagnética	140
Artículo 9-6. Ondas de tensión y corriente	140
Artículo 9-7. Desconexión por pérdida de señal del monitoreo y control PMGD	140
Artículo 9-8. Desconexión por modificación a las condiciones establecidas en el ICC	140
Título 9-2 Comportamiento en estado de falla	141
Artículo 9-9. Desconexión	141
Artículo 9-10. Desconexión por tensión.....	141
Artículo 9-11. Desconexión por frecuencia	142
Artículo 9-12. Pérdida de sincronismo	142
Artículo 9-13. Reconexión al Sistema de Distribución	142
Artículo 9-14. Bitácora de Operaciones	143
Título 9-3 Pruebas periódicas de la instalación de conexión.....	143
Artículo 9-15. Pruebas periódicas	143
Artículo 9-16. Verificación parámetros de protecciones	144
Artículo 9-17. Desconexión de Instalaciones	145
Título 9-4 Del monitoreo del PMGD	145
Artículo 9-18. Monitoreo de PMGD	145
Artículo 9-19. Comunicación con la Empresa Distribuidora.....	146
Título 9-5 De la operación y control del PMGD	146
Artículo 9-20. Régimen de operación de Autodespacho	146
Artículo 9-21. Operación y Control de PMGD	146

Artículo 9-22. Intervención en las Instalaciones del PMGD	146
Artículo 9-23. Registro de la desconexión.....	146
Título 9-6 De la coordinación del PMGD.....	147
Artículo 9-24. Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión Zonal	147
Artículo 9-25. Determinación de la reducción de inyección	147
Artículo 9-26. Ejecución de la reducción de inyección.....	147
Artículo 9-27. Informe de operación mensual del PMGD	148
Capítulo 10 DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....	149
Artículo 10-1. Generalidades.....	150
Artículo 10-2. Valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes	150
Artículo 10-3. Plazos de implementación de equipamiento para monitoreo y control de PMGD	151
Artículo 10-4. Procedimiento de Auditorías.....	152
CAPÍTULO 1: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	8
Título 1-1 Objetivos y Alcances	9
Artículo 1-1. Objetivo	9
Artículo 1-2. Alcance	10
Artículo 1-3. Otras tecnologías.....	10
Artículo 1-4. Aplicación de otros estándares	10
Artículo 1-5. Calidad de usuario del Sistema de Distribución	11
Artículo 1-6. Plazos considerados en la presente NT	11
Artículo 1-7. Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación.....	11
Artículo 1-8. Formularios, estudios y procedimientos técnicos	11
Artículo 1-9. Costos asociados a la elaboración y revisión de estudios	12
Artículo 1-10. Valorización Actividades para la Conexión	12
Título 1-2 Abreviaturas y Definiciones.....	12
Artículo 1-11. Abreviaturas	12
Artículo 1-12. Definiciones.....	13
CAPÍTULO 2: INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	19
Título 2-1 Publicación de la información técnica de las redes y sistemas de generación	20
Artículo 2-1. Generalidades.....	20
Artículo 2-2. Entrega y completitud de la información	20

Artículo 2-3.— Alcance de la Información Técnica de las redes de distribución	20
Artículo 2-4.— Estándares Constructivos	23
Artículo 2-5.— Información Técnica de los Sistemas de Generación.....	23
Artículo 2-6.— Información de Alimentadores de propiedad de otra empresa	25
Artículo 2-7.— Procedimiento de actualización y periodicidad de la Información	26
Artículo 2-8.— Monitoreo, control y gestión de la Información Técnica	26
Artículo 2-9.— Información de las instalaciones de transmisión zonal	26
Título 2-2 — Procedimiento para las solicitudes de Información pública de las redes y de los Medios de Generación	27
Artículo 2-10.— Solicitud de Información Pública	27
Artículo 2-11.— Respuesta a la Solicitud de Información	28
CAPÍTULO 3: — PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN.....	30
Título 3-1 — Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión	31
Artículo 3-1.— Generalidades.....	31
Artículo 3-2.— Plataforma para el Procedimiento de Conexión.....	31
Título 3-2 — Evaluación de las solicitudes de conexión a la red	32
Artículo 3-3.— Presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR).....	32
Artículo 3-4.— Cronograma de ejecución del proyecto	34
Artículo 3-5.— Orden para resolver las SCR	34
Artículo 3-6.— Declaración de Admisibilidad	35
Artículo 3-7.— Respuesta a las Solicitudes de Conexión a la Red	36
Artículo 3-8.— Cambios no significativos a una SCR vigente.....	37
Artículo 3-9.— Calificación del Proceso Expeditivo	37
Artículo 3-10.— Proceso de Conexión Expeditivo y Estudio de Protecciones	38
Artículo 3-11.— Realización de los Estudios Técnicos	38
Artículo 3-12.— Informe de Costos de Conexión y emisión del ICC.....	39
Artículo 3-13.— Requisitos para la acreditación de avance del proyecto	41
Artículo 3-14.— Notificación de Conexión	41
Artículo 3-15.— Puesta en Servicio	42
Título 3-3 — Determinación del Proceso de Conexión Expeditivo	43
Artículo 3-16.— Generalidades.....	43
Artículo 3-17.— Capacidad Inyección para la Conexión Expeditiva.....	43

Artículo 3-18.— Impacto sobre la corriente que circula por el SD	44
Artículo 3-19.— Impacto sobre la regulación de voltaje	46
Artículo 3-20.— Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva	47
Artículo 3-21.— Impacto sobre la fluctuación de voltaje	48
Artículo 3-22.— Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito	48
Artículo 3-23.— Evaluación de la coordinación de las protecciones	49
Título 3-4 — Estudio de Conexión	51
Artículo 3-24.— Generalidades	51
Artículo 3-25.— Alimentadores de Alto Impacto	51
Artículo 3-26.— Factor de Diseño de las Pérdidas Eléctricas	52
Artículo 3-27.— Escenarios de Demanda y Operación	53
Artículo 3-28.— Modelamiento y Ajuste de Variables Eléctricas	54
Artículo 3-29.— PMGD con Componente de Almacenamiento	56
Artículo 3-30.— Niveles de carga del Alimentador	56
Artículo 3-31.— Estudios de Flujos de Potencia	57
Artículo 3-32.— Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal	58
Artículo 3-33.— Estudio de Cortocircuitos	60
Artículo 3-34.— Estudio de Coordinación de Protecciones	60
Título 3-5 — Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares	62
Artículo 3-35.— Limitación de inyecciones del PMGD	62
Título 3-6 — Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión	62
Artículo 3-36.— Generalidades	62
Artículo 3-37.— Informe de Criterios de Conexión	62
Artículo 3-38.— Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes	63
Artículo 3-39.— Plazos máximos y cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes	64
Artículo 3-40.— Actualización del ICC e Informe de Costos de Conexión	65
Título 3-7 — Determinación de los Costos de Conexión	66
Artículo 3-41.— Generalidades	66
Artículo 3-42.— Determinación de los Costos de Conexión	68
Artículo 3-43.— Generación estimada del PMGD	70
Artículo 3-44.— Demanda del Alimentador	71

Título 3-8— Congestión en transmisión zonal	71
Artículo 3-45.— Medidas ante congestión en transmisión zonal	71
Título 3-9— Interconexión, energización y entrada en operación	72
Artículo 3-46.— Comunicación de interconexión a la Superintendencia	72
Artículo 3-47.— Comunicación de interconexión al Coordinador	73
Artículo 3-48.— Requisitos para iniciar la PES	74
Artículo 3-49.— PES por etapas	74
CAPÍTULO 4:— FACTOR DE REFERENCIACIÓN	76
Título 4-1— Generalidades	77
Artículo 4-1.— Objetivo	77
Artículo 4-2.— Responsabilidad del cálculo del FR	77
Artículo 4-3.— Consideraciones para el cálculo	77
Artículo 4-4.— Distribución de la demanda para el cálculo de los FR	78
Artículo 4-5.— Observaciones del FR	79
Título 4-2— Metodología de cálculo del FR	79
Artículo 4-6.— Cálculo del FR	79
Artículo 4-7.— Ventanas sin registros	81
Artículo 4-8.— Aplicación de FR	81
Artículo 4-9.— Opciones de actualización de los FR	81
Artículo 4-10.— Consideraciones ante registros insuficientes	82
CAPÍTULO 5:— Controversias	83
Título 5-1— Generalidades	84
Artículo 5-1.— Alcance	84
Título 5-2— Procedimiento de Controversias	84
Artículo 5-2.— Presentación de Controversias	84
Artículo 5-3.— Medidas provisionales	85
Artículo 5-4.— Admisibilidad de las Controversias	85
Artículo 5-5.— Controversias respecto del ICC y Estudios de Costos de Conexión	86
Artículo 5-6.— Plazo de presentación de antecedentes adicionales y observaciones	86
Artículo 5-7.— Plazos para resolución e impugnación	87
Artículo 5-8.— Solicitudes de mantención de vigencia de ICC	87
CAPÍTULO 6:— AUDITORÍAS	88

Artículo 6-1:— Objetivo y ámbito de aplicación	89
Artículo 6-2:— Principios y metodología de la Auditoría	89
Artículo 6-3:— De los Auditores Técnicos	89
Artículo 6-4:— Proceso de Auditoría	89
Artículo 6-5:— Monitoreo del Proceso Auditado	91
CAPÍTULO 7:— EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
92	
Título 7-1— Exigencias Generales	93
Artículo 7-1:— Generalidades	93
Artículo 7-2:— Exigencias en el Punto de Conexión	93
Artículo 7-3:— Mantenimiento de instalaciones	93
Artículo 7-4:— Certificación o Autorización de Productos	93
Artículo 7-5:— Conexión de transformadores elevadores	93
Título 7-2— Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión	94
Artículo 7-6:— Respaldo	94
Artículo 7-7:— Interruptor de acoplamiento	94
Artículo 7-8:— Equipamiento	95
Artículo 7-9:— Puesta a tierra	95
Artículo 7-10:— Coordinación con equipos del SD	96
Artículo 7-11:— Regulación de tensión del transformador elevador	96
Título 7-3— Dispositivo de Sincronización	96
Artículo 7-12:— Exigencias	96
Título 7-4— Instalaciones de control y medida	96
Artículo 7-13:— Ubicación	96
Artículo 7-14:— Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas	97
Artículo 7-15:— Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada	97
Artículo 7-16:— Protección RI	100
Artículo 7-17:— Funciones de protección	101
Artículo 7-18:— Disparo transferido	101
Artículo 7-19:— Limitación de potencia a inyectar	102
Artículo 7-20:— Pruebas	102
Artículo 7-21:— Sistemas de comunicación operativa	103

Título 7-5—Comportamiento en estado normal en la red de media tensión	103
Artículo 7-22.—Regulación y Elevación de Tensión	103
Artículo 7-23.—Sincronización al SD.....	103
Artículo 7-24.—Energización por parte del PMGD	103
Artículo 7-25.—Compensación de potencia reactiva	103
Artículo 7-26.—Interferencia electromagnética	104
Artículo 7-27.—Ondas de tensión y corriente	104
Título 7-6—Comportamiento en estado de falla	104
Artículo 7-28.—Desconexión	104
Artículo 7-29.—Desconexión por tensión.....	105
Artículo 7-30.—Desconexión por frecuencia.....	105
Artículo 7-31.—Pérdida de sincronismo	106
Artículo 7-32.—Reconexión al Sistema de Distribución	106
Título 7-7—Calidad de servicio del PMGD.....	107
Artículo 7-33.—Inyección de corriente continua.....	107
Artículo 7-34.—Parpadeo	107
Artículo 7-35.—Distorsión armónica	107
Título 7-8—Operación en Isla.....	107
Artículo 7-36.—Operación en Isla.....	107
CAPÍTULO 8:—EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	108
Título 8-1—Generalidades	109
Artículo 8-1.—Verificación de exigencias.....	109
Artículo 8-2.—Comunicación y Autorización de Interconexión.....	109
Título 8-2—Pruebas de diseño y de la instalación de conexión	109
Artículo 8-3.—Pruebas.....	109
Artículo 8-4.—Interferencia electromagnética	110
Artículo 8-5.—Formación de isla eléctrica	110
Artículo 8-6.—Inversores	110
Artículo 8-7.—Sincronización.....	110
Artículo 8-8.—Aislamiento.....	111
Título 8-3—Pruebas de puesta en servicio	111
Artículo 8-9.—Generalidades.....	111

Artículo 8-10.—Protocolo de puesta en servicio	112
Artículo 8-11.—Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales.....	112
Artículo 8-12.—Pruebas de respuesta a sobrecorriente	112
Artículo 8-13.—Pruebas de aislamiento.....	112
Artículo 8-14.—Prueba de formación fortuita de isla.....	113
Artículo 8-15.—Prueba de limitación de inyecciones.....	113
Artículo 8-16.—Pruebas de Inyección de energía.....	113
Artículo 8-17.—Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida	113
Artículo 8-18.—Inspección de las instalaciones	113
Artículo 8-19.—Pruebas de puesta a tierra	113
Artículo 8-20.—Instalaciones de medida y facturación.....	114
Artículo 8-21.—Reconexión automática.....	114
Artículo 8-22.—Pruebas de no formación de isla	114
Artículo 8-23.—Pruebas de puesta en servicio.....	114
Artículo 8-24.—Entrada en Operación.....	116
CAPÍTULO 9: — PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN	117
Artículo 9-1.—Pruebas periódicas	118
Artículo 9-2.—Desconexión de Instalaciones	118
CAPÍTULO 10: — DISPOSICIONES TRANSITORIAS	120
Artículo 10-1.—Generalidades.....	121
Artículo 10-2.—Valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.....	121
Artículo 10-3.—Plazos de implementación de Plataformas asociadas a la Conexión de Proyectos	121
Artículo 10-4.—Formularios para el proceso de conexión	122
Artículo 10-5.—Actualización del Portal de Información Pública.....	122
Artículo 10-6.—Procedimiento de Auditorías.....	122

CAPÍTULO 1 TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES

Título 1-1 Objetivos y Alcances

Artículo 1-1. Objetivo

La presente norma técnica (en adelante, “NT”) 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 o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público (ambas en adelante, “Empresas Distribuidoras”), pudiendo el PMGD conectarse directamente o a través de redes propiedad de terceros a las redes de Empresas Distribuidoras, en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, “LGSE” o la “Ley”), y de lo previsto en el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprobó el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (en adelante, el “Reglamento”).

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42° del Reglamento, la presente NT considera:

- a) Los requisitos mínimos para los elementos de protección y sincronización que serán exigibles al propietario u operador del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la Empresa Distribuidora.
- b) Las exigencias de operación para los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.
- c) Los procedimientos específicos a los que deberán sujetarse los propietarios u operadores de los PMGD, las Empresas Distribuidoras y el Coordinador para autorizar la conexión de los medios de generación a su red y para autorizar las modificaciones a sus condiciones de operación.
- d) Los procedimientos específicos que deberán seguir los propietarios u operadores de un PMGD, la Empresa Distribuidora y el Coordinador para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- e) Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.
- f) Los procedimientos y metodologías para establecer el impacto de los PMGD en la red de la Empresa Distribuidora.
- g) Los estudios que se deberán realizar para elaborar el ICC.
- h) El criterio para determinar la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD.
- i) Los criterios para determinar los casos en que un alimentador debe ser considerado de alto impacto.

Artículo 1-2. Alcance

Todas las exigencias de la presente ~~n~~Norma t~~Técnica~~ son aplicables a los PMGD que se conecten en media tensión. ~~Si En caso de que~~ un Interesado ~~desea-deseee~~ conectar un PMGD en baja tensión deberá cumplir ~~para su conexión~~con las exigencias técnicas del Capítulo 5 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión, o aquella que la reemplace. ~~Sin embargo, pero le seguirá~~continuará siendo aplicable la presente norma técnica~~NT~~ con excepción del Capítulo 7.

Las exigencias que se plantean en la presente ~~NT-norma técnica~~ deben-deberán ser cumplidas en el Sistema de Distribución asociado a cada PMGD, ~~según corresponda de acuerdo~~conforme a lo que indique~~con~~ el Reglamento. Dichas exigencias serán aplicables independientemente de que la energía eléctrica sea producida por unidades generadoras sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por unidades generadoras de corriente continua con inversor, salvo que la presente ~~NT-norma técnica~~ indique expresamente lo contrario.

Las exigencias señaladas en la presente ~~NT-norma técnica~~ son de carácter funcional, ~~de manera que no se vinculan ni por lo que no~~ contienen especificaciones de ningún tipo con equipos o marcas comerciales en particular.

Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer al propietario de un PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la presente ~~NT-norma técnica~~ o en la normativa vigente.

Artículo 1-3. Otras tecnologías

En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente ~~NT-norma técnica~~, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que ~~ésta-esta~~ contempla. Estas tecnologías deberán ~~estar-técnicamente respaldadas~~contar con el respaldo técnico de~~een~~ normas, códigos o especificaciones nacionales o internacionales, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello, el Interesado deberá presentar el proyecto, junto con una copia y un ejemplar~~complet~~ao de la versión vigente de la norma, código o especificación internacional utilizada, debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que ~~solicite~~ la Superintendencia considere necesario.

Artículo 1-4. Aplicación de otros estándares

Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de un PMGD se establecerán en conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán supletoriamente, y especialmente para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos: American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), International Electrotechnical Commission

(IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Deutsche Industrie Norm (DIN) y VDE Verband der elektrotechnik elektronik Informationstechnik e.V. (VDE).

Las exigencias de diseño aplicables a las redes de distribución se realizarán conforme a la normativa nacional vigente. Para ello, las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad deberán dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Artículo 1-5. Calidad de usuario del Sistema de Distribución

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~~ establecidos en la normativa vigente. Lo anterior, ~~de manera que~~ tiene como objetivo que un PMGD ~~pueda operar~~ opere 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.

Artículo 1-6. Plazos considerados en la presente NT

Los plazos ~~establecidos en la presente norma técnica~~, expresados en ~~día o días~~, ~~que establece la presente norma técnica serán se considerarán~~ ende días hábiles, ~~entendiéndose~~ entendiendo que ~~son como~~ inhábiles los días sábados, domingos y festivos. Cuando el último día del plazo ~~sea coincide con un día~~ inhábil, ~~éste se entenderá prorrogado~~ el plazo se prorrogará automáticamente al primer día hábil siguiente.

Artículo 1-7. Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación

Los Interesados en conectar un PMGD a un Sistema de Distribución deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y la presente ~~NT~~ norma técnica 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, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley y la normativa vigente, con el objeto de mantener la vigencia del ICC. Luego, el Interesado deberá presentar su comunicación de interconexión a la Superintendencia y solicitar la autorización al Coordinador ~~con~~ indicando la fecha estimada de puesta en servicio.

Una vez aprobada la solicitud de interconexión por parte del Coordinador y presentada la notificación de conexión, el PMGD podrá realizar su puesta en servicio, ~~previa con la~~ previa aprobación del Protocolo de Puesta en Servicio por parte de la Empresa Distribuidora, luego de ~~realizadas~~ realizar las ~~respectivas~~ pruebas respectivas y ~~verificado~~ verificar el total cumplimiento de los requisitos.

Una vez finalizada la etapa de puesta en servicio del PMGD con la Empresa Distribuidora, el PMGD deberá enviar al Coordinador los antecedentes necesarios que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos por la normativa. ~~En caso de haber dado~~ Si se confirma el cumplimiento, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación. El PMGD podrá

permanecer conectado a la red ~~a la~~ mientras espera de la aprobación de la Entrada en Operación por parte del Coordinador, siempre y cuando esto no afecte el normal funcionamiento de la red.

Artículo 1-8. Formularios, estudios y procedimientos técnicos

Los formularios, estudios y procedimientos técnicos señalados en la presente ~~NT~~ norma técnica y sus actualizaciones serán únicos para todas las Empresas Distribuidoras, y deberán ser de acceso público ~~mediante a través~~ los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas, ~~en de~~ forma permanente y gratuita para todos los Interesados.

Todas las comunicaciones ~~que se efectúen~~ entre la Empresa Distribuidora y el Interesado, o el propietario u operador del PMGD, según corresponda, para ~~efectos de~~ tramitar la conexión o modificar las condiciones de conexión u operación de PMGD, se realizarán mediante técnicas y medios electrónicos, o por medio de carta certificada o carta ingresada en la oficina comercial de la Empresa Distribuidora, a opción del Interesado.

La Empresa Distribuidora deberá ~~remitir~~ enviar una copia de las comunicaciones y sus correspondientes respuestas a la Superintendencia, en el formato y medio que esta disponga, para permitir una adecuada fiscalización de las instrucciones de carácter general que esta imparta.

La Superintendencia podrá establecer los requisitos y formatos de las técnicas y medios electrónicos ~~a los que se refieren~~ mencionados en el presente artículo, ~~de forma que se permitan con el fin de~~ canalizar facilitar las comunicaciones que se efectúen entre la Empresa Distribuidora y el Interesado o el propietario u operador del PMGD. Lo anterior, con el objeto de facilitar el trámite de conexión o la modificación de las condiciones de conexión y operación de los PMGD, así como garantizar la correcta fiscalización de estos.

Artículo 1-9. Costos asociados a la elaboración y revisión de estudios

Los costos ~~de asociados a~~ la realización y/o revisión de los estudios técnicos ~~a los que se refieren~~ mencionados en el Título 3-3 ~~Título 3-3~~ y Título 3-4 ~~Título 3-4~~, y el estudio de costos descrito en el Título 3-7, deberán ser de acceso público, de forma permanente y gratuita, ~~mediante a través de~~ los medios de publicación web que dispongan las Empresas Distribuidoras. Además, las Empresas deberán poner a disposición de la Superintendencia dicha información en los medios, plazos y formatos que esta ~~disponga~~ establezca, para ~~los efectos de~~ garantizar la correcta fiscalización del cumplimiento de la normativa vigente.

En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán ~~guardar coherencia~~ ser coherentes 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 con lo indicado en el Artículo 3-5 de la presente ~~NT~~ norma técnica.

Artículo 1-10. Valorización Actividades para la Conexión

La valorización de las actividades necesarias para efectuar la tramitación y conexión del PMGD, de acuerdo a lo señalado en el Título 8-3, deberán ser calculadas por la Empresa Distribuidora, debiendo guardar coherencia ser coherentes 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.

Artículo 1-11. Bloques horarios de inyección para PMGD con componente de almacenamiento

Los PMGD con componente de almacenamiento que dispongan de alguna tecnología que permita controlar su inyección y que requieran ajustar sus bloques horarios para conectarse a la red de distribución, podrán seleccionar bloques horarios de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección. A efecto de lo anterior, se definen los siguientes bloques para el análisis de conexión y operación:

Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección

<u>Bloque</u>	<u>Tipo</u>	<u>Horario</u>
<u>B1</u>	<u>Nocturno</u>	<u>Entre las 00:00 y las 03:59 horas</u>
<u>B2</u>	<u>Nocturno</u>	<u>Entre las 04:00 y las 07:59 horas</u>
<u>B3</u>	<u>Diurno</u>	<u>Entre las 08:00 y las 11:59 horas</u>
<u>B4</u>	<u>Diurno</u>	<u>Entre las 12:00 y las 15:59 horas</u>
<u>B5</u>	<u>Diurno</u>	<u>Entre las 16:00 y las 19:59 horas</u>
<u>B6</u>	<u>Nocturno</u>	<u>Entre las 20:00 y las 23:59 horas</u>

Los excedentes de potencia suministrable al Sistema de Distribución, en cada bloque horario definido, no podrán superar los 9.000 kilowatts.

Los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario, siempre y cuando los bloques horarios elegidos sean contiguos. Asimismo, la potencia máxima a inyectar debe ser la misma en todos los bloques horarios.

Título 1-2 Abreviaturas y Definiciones

~~Artículo 1-11~~ Artículo 1-12. Abreviaturas

Para la aplicación de la presente ~~NT~~ norma técnica, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

BNUP	: Bienes Nacionales de Uso Público.
CC	: Costos de Conexión.
CCE	: Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva.
Comisión	: Comisión Nacional de Energía.
Coordinador	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CTBC	: Cambiador de Taps bajo carga.
EG	: Equipamiento de Generación.
Empresa Distribuidora	: Empresa Distribuidora, de Distribución o Empresa con instalaciones de Distribución.
FR	: Factor de Referenciación de la Energía y de la Potencia.
GD	: Medio de Generación Distribuida.
ICC	: Informe de Criterios de Conexión.
ICE	: Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva.
ISO 19011	: Norma ISO 19011 “Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión”, de 2018
NC	: Notificación de Conexión.
NTD	: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.
PCE	: Proceso de Conexión Expeditivo.
PES	: Puesta en Servicio
PMGD	: Pequeño(s) Medio(s) de Generación Distribuido(s).
PNCP	: Precio de Nudo de Corto Plazo.
SCR	: Solicitud de Conexión a la Red.
SD	: Sistema de Distribución.
Superintendencia	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
UTM	: <i>Universal Transverse Mercator</i>
VNR	: Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 1-12. Artículo 1-13. Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente ~~NT~~norma técnica se establecen las siguientes definiciones:

- 1) **Adecuaciones:** Obras físicas y trabajos en el punto de conexión de un PMGD a la red de distribución eléctrica necesarias para la construcción o modificación de la respectiva instalación de conexión o empalme, así como para la instalación o modificación del equipo de medida respectivo.
- 2) **Ajustes:** Modificaciones de parámetros técnicos de configuración para la operación de componentes existentes en la red de distribución, sin que se requiera su recambio para permitir la operación de un PMGD.
- 3) **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. El Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir Alimentadores con más de un propietario.

- 4) **Auditor Técnico:** Persona(s) jurídica(s) no relacionada (s) con la Empresa Distribuidora, ni asociada de ninguna forma a los procesos de conexión de PMGD de dicha Empresa
- 5) **Auditoría:** Proceso sistemático, independiente y documentado, para obtener evidencias objetivas, es decir, datos que respaldan la existencia o veracidad de algo, que permitan determinar el grado de cumplimiento de la normativa.
- 6) **Autoproduктор:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
- 7) **Cabecera de Alimentador:** Punto de conexión entre el Alimentador y la fuente de alimentación principal, la que normalmente corresponde a una Subestación Primaria de Distribución u otro Alimentador.
- 8) **Capacidad de Diseño del Alimentador:** Corresponde a la corriente máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución en el origen de esta sin superar sus límites térmicos. El límite térmico deberá ser definido por la Empresa Distribuidora en concordancia con las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento y la disposición de los conductores del Alimentador analizado. Dichos elementos deberán ser consistentes con aquellos criterios establecidos en los pliegos técnicos, aprobados por la Superintendencia, a que se refiere el Decreto 109, que aprueba Reglamento de Seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, del Ministerio de Energía, de 2018, o el que lo reemplace.
- 9) **Capacidad de Inyección para Conexión Expositiva:** Valor de capacidad de inyección de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expositivo, siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.
- 10) **Capacidad Instalada para Conexión Expositiva:** Valor de capacidad instalada de un PMGD bajo la cual éste puede optar a un proceso de conexión expositivo, siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.
- 11) **Cliente:** Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. Adicionalmente, se considerarán Clientes, sean éstos regulados o libres, a aquellos que realizan retiros desde el Sistema de Distribución. Para efectos de esta ~~NT~~[norma técnica](#), se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo con la definición establecida en el numeral 53) del presente artículo.
- 12) **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la normativa vigente para SD.

- 13) **Costos de Conexión:** Sumatoria de los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes en la red de distribución en las zonas adyacentes al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación de un PMGD.
- 14) **Demanda Neta de Alimentador:** Demanda total del Alimentador en estudio, menos los excedentes de energía de los medios de generación conectados a dicho Alimentador.
- 15) **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan la unidad de medida de la instalación del Usuario o Cliente a la Red de Distribución.
- 16) **Entrada en Operación:** Se entenderá que un PMGD ha entrado en operación, solo cuando el Coordinador lo autorice en los términos del artículo 72°-17 de la Ley y conforme a las exigencias establecidas en la presente ~~NT~~norma técnica y en la normativa vigente.
- 17) **Equipamiento(s) de Generación:** Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través de un Empalme. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 18) **Equipamientos o Elementos Mayores:** Equipamientos eléctricos que requieren ajustes mayores en la Red de Distribución para su instalación, ampliación o reubicación. Se entenderá comprendidos en esta definición equipamientos tales como reguladores de tensión y autotransformadores de distribución.
- 19) **Factor de Diseño de las Pérdidas:** Factor máximo de variación de las pérdidas eléctricas del alimentador ante la conexión de un PMGD.
- 20) **Factor de Referenciación:** Factor calculado por la Empresa Distribuidora que permite referenciar las inyecciones del PMGD desde el Punto de Conexión a la barra de la subestación primaria de distribución.
- 21) **Generación Agregada:** Suma de las potencias promedio horarias de todos los PMGD que se encuentren conectados en el mismo Alimentador.
- 22) **Generador Convencional:** Aquel PMGD cuya energía eléctrica no es generada por medios de generación renovable no convencional, según el artículo 225°, literal aa) de la Ley.
- 23) **Generador de Emergencia Móvil:** Corresponde a generadores diésel instalados en contenedores y montados en acoplados, de potencias mayores a 100 kVA. Estos grupos normalmente traen incorporados los esquemas de control y protecciones, además de los transformadores elevadores de tensión, en el mismo contenedor.
- 24) **Instalación Compartida:** Conjunto compuesto por las instalaciones para el consumo del cliente e instalaciones del PMGD, que se conectan al Sistema de Distribución a través de un mismo Empalme.
- 25) **Instalación de Conexión:** Conjunto de equipos necesarios para permitir la conexión de un PMGD a la Red de Media Tensión de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 7.

- 26) **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. Se entenderá que se perderá la calidad de Interesado en los casos que se desista de continuar el proceso de conexión, por incumplir los plazos establecidos en la normativa vigente o si el PMGD ha entrado en operación pasando a ser Coordinado.
- 27) **Interruptor:** Dispositivo de maniobra con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito.
- 28) **Medios de Generación Distribuida (GD):** Medios de generación conectados en redes de distribución. Contempla los EG y los PMGD.
- 29) **Obras Adicionales:** Obras físicas y trabajos en la red de distribución eléctrica, que no califiquen como Adecuaciones, necesarias para la conexión de un PMGD.
- 30) **Operación en Isla:** Estado de operación en la cual uno o más PMGD pueden abastecer un determinado número de consumos del SD en forma aislada del resto del sistema interconectado.
- 31) **Operador del PMGD:** Propietario o encargado de operar una instalación de PMGD conectado a un SD, este último es a quién el Propietario delega la función de operar el activo.
- 32) **Parpadeo (Flicker):** Corresponde a una fluctuación cíclica (en el rango 0-30 Hz) de la magnitud de la tensión que origina la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad, como resultado del parpadeo en los elementos de iluminación y mal funcionamiento de otros dispositivos eléctricos conectados a la red.
- 33) **Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- 34) **Plan de Maniobras:** Plan que describe en detalle las acciones que debe desarrollar la Empresa Distribuidora para conectar un PMGD al Sistema de Distribución, y que permita asegurar la calidad de servicio exigida por la normativa vigente. Entre las acciones a ejecutar, se consideran los trabajos referidos a desconexiones, traspasos de cargas, trabajos con líneas energizadas, entre otros.
- 35) **PMGD con Capacidad de Almacenamiento:** Pequeño Medio de Generación Distribuidos que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo Punto de Conexión al Sistema de Distribución. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al Sistema de Distribución.
- 36) **PMGD de Impacto Significativo:** Corresponde aquellos proyectos PMGD que requieren de la realización de los estudios técnicos para revisar las condiciones de conexión u operación y el

cumplimiento de las exigencias técnicas normativas, que no cumplan con los requisitos para ser considerados a través de un proceso expeditivo (impacto no significativo).

- 37) **PMGD previsto de conectar:** Se refiere a un PMGD con ICC vigente.
- 38) **Polígono de localización:** Mapa que individualice el layout de emplazamiento del proyecto dentro del terreno en que se ubicará el PMGD.
- 39) **Potencia Consumida:** Suma entre las potencias promedio horarias registradas por el medidor en la cabecera de un Alimentador y las potencias promedio horarias de todos los PMGD conectados al mismo Alimentador. 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.
- 40) **Proceso de Conexión Expeditivo:** Proceso de conexión simplificado para un PMGD, mediante el cual el proyecto puede conectarse en menor tiempo mediante la realización de solo Ajustes o Adecuaciones siempre que se verifiquen los requisitos para optar al referido proceso, sin que se requiera la realización de estudios de conexión detallados para determinar la necesidad de Obras Adicionales.
- 41) **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.
- 42) **Punto de Conexión:** Punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el que se conecta uno o más medios de generación a un SD.
- 43) **Reconectador:** Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de reconexión automático ajustable, monitoreo y operación vía telecomando.
- 44) **Red de Baja Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal es inferior a 1 kV.
- 45) **Red de Media Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal está comprendida entre 1 y 23 kV.
- 46) **Red particular de interconexión:** Conjunto de instalaciones que interconectan la planta de PMGD y el punto de conexión a la red de distribución. El desarrollo de esta red será de cargo y responsabilidad del propietario del PMGD.
- 47) **Servicios Auxiliares:** Equipos que participan en el funcionamiento de las unidades generadoras y subestaciones, ya sea en la alimentación de los equipos de mando y control o en la seguridad de estos, los que pueden, eventualmente, conectarse a un Alimentador de distribución.
- 48) **Sistema de Distribución o Red de Distribución (SD):** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de la Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. Asimismo, el sistema comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los sistemas de monitoreo. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 kV.

- 49) **Subestación Primaria de Distribución:** Subestación eléctrica que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión de segmento de transmisión al de alta o de baja tensión de distribución.
- 50) **Tensión de Suministro (Vc):** Es el valor efectivo de la tensión en el Punto de Conexión, medido en un instante determinado y por un periodo de tiempo determinado, y a la cual se aplican las tolerancias establecidas en la normativa vigente.
- 51) **Tensión Nominal (Vn):** Es la tensión entre fases mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o un PMGD.
- 52) **Unidad Generadora:** Es la parte generadora de energía eléctrica, en una planta individual, incluyendo un eventual convertidor, pero excluyendo eventuales condensadores para la compensación de reactivos y el transformador, cuando solo está destinado a la adaptación a la tensión del SD.
- 53) **Usuario de la Red de Distribución o Usuario:** Toda persona, natural o jurídica, propietaria, arrendataria, usufructuaria o que opere, a cualquier título, Equipamientos de Generación y que estén conectados a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, ya sea mediante líneas propias o de terceros. Le será aplicable los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente.
- 54) **Vida Útil de un PMGD:** Periodo que media entre la puesta en servicio de la instalación de un PMGD hasta su ampliación, sustitución o desconexión.
- 55) **Zona Adyacente:** Conjunto de instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora que abarcan desde el Punto de Conexión ~~próximas a un~~ PMGD en el alimentador hasta la Subestación Primaria de Distribución a la cual se conecta dicho alimentador, y que se vean afectadas por su operación en conformidad con los criterios establecidos en la presente Norma técnica.

CAPÍTULO 2 INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Título 2-1 Publicación de la información técnica de las redes y sistemas de generación

Artículo 2-1. Generalidades

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener a disposición de sus Usuarios Finales u otros Interesados información técnica de manera pública y actualizada, la que deberá ser consistente con la información provista en el sistema de cuentas, ~~re~~ exigido por la Superintendencia, para informar la infraestructura de las redes de distribución. Dicha Información deberá ser de fácil acceso a través de las Plataformas de Información Públicas, las ~~cuales que~~ deberán ser desarrolladas por las Empresas Distribuidoras.

La Superintendencia podrá ~~tener acceso~~ acceder a dichas plataformas y a la información contenida en ellas, ~~a efectos del~~ con el fin de controlar, monitorear y ~~gestionar de~~ la información. Para ello, la Superintendencia establecerá los mecanismos necesarios para acceder y auditar dicha información.

Artículo 2-2. Entrega y completitud de la información

La Empresa Distribuidora será responsable de asegurar la completitud y consistencia de la información técnica disponible en sus portales de información. Dicha información, ~~deberá~~ contener, al menos, los antecedentes de sus redes de distribución y de los proyectos de PMGD y EG pertenecientes a su zona de concesión para el servicio público de distribución. Asimismo, se deberá incluir el listado de los estudios técnicos necesarios para la conexión de un PMGD, los costos ~~de~~ asociados a la realización y de la revisión de los mismos, y las fechas en las que fueron autorizados para su conexión mediante el ICC o la Respuesta a la SCR, cuando corresponda.

Las Empresas Distribuidoras deberán entregar la información solicitada por la Superintendencia, el Coordinador, la Comisión, Usuarios Finales u otros Interesados de manera oportuna, resguardando la consistencia y completitud de esta. ~~Del mismo modo~~ De igual manera, la información entregada proporcionada por los Usuarios Finales u otros Interesados deberá resguardar la debida completitud, consistencia y veracidad.

Artículo 2-3. Alcance de la Información Técnica de las redes de distribución

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener la información técnica debidamente actualizada, la cual representará el estado normal de operación de su red de distribución.

La información técnica deberá estar disponible en las plataformas de información pública de cada una de las Empresas Distribuidoras, y podrá ser descargada por los Usuarios Finales u otros Interesados. Para lo anterior, se deberá resguardar que la información técnica sea pública y de fácil acceso. Dicha información deberá ser lo suficientemente completa para que cualquier Interesado pueda efectuar las evaluaciones necesarias de una SCR, desarrollar los estudios de conexión de PMGD, revisar el dimensionamiento de las Obras Adicionales, así como para el estudio del desarrollo

de nuevas tecnologías en las redes de distribución. ~~Estos estudios los cuales~~ deberán ser revisados por la Empresa Distribuidora ~~en~~ durante el proceso de respuesta de la SCR.

La Superintendencia establecerá los requerimientos de accesibilidad, contenidos y funcionamiento de las plataformas de información pública. Además, ~~La~~ Superintendencia podrá ~~tener~~ ~~acceso~~ acceder a dichas plataformas y a la información contenida en ellas.

La información técnica de las redes de distribución deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- ~~a)~~ i) Código que individualice el Alimentador.
- ~~b)~~ ii) Plano digital georreferenciado del Alimentador, identificando y detallando los segmentos del trazado, longitud, equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y autotransformadores. Asimismo, la ubicación de los equipamientos de generación distribuida de autoconsumo conectados o previstos a conectar.
- ~~c)~~ iii) Material del conductor (Cobre, Aluminio, ACSR, Copperweld, Alumoweld, u otros).
- ~~d)~~ iv) Nivel de tensión de la red.
- ~~e)~~ v) Perfil de tensión de los 12 meses anteriores en la cabecera del Alimentador, en conformidad con lo indicado en la normativa vigente.
- ~~f)~~ vi) Tipo de aislamiento del conductor (desnudo, PVC, EPR, XLPE, u otros).
- ~~g)~~ vii) Tipo de instalación (aérea o subterránea).
- ~~h)~~ viii) Número de fases y distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros).
- ~~i)~~ ix) Límite de capacidad térmica (kA) del conductor.
- ~~j)~~ x) Parámetros de reactancia y resistencia de secuencia positiva y cero de las líneas.
- ~~k)~~ xi) Sección de fase y neutro de las líneas (mm², AWG, MCM, u otros).
- ~~l)~~ xii) Propietario de los componentes de las redes.
- ~~m)~~ xiii) Equipos fusibles y reconectores, indicando la capacidad de operación normal y la capacidad de ruptura simétrica.
- ~~n)~~ xiv) Equipos reguladores de tensión, indicando modelo, marca, capacidad de operación normal, impedancia de secuencia positiva y cero, tipo de conexión y tensión controlada por el CTBC.
- ~~o)~~ xv) Banco de condensadores, indicando capacidad reactiva (kVAr), número de etapas en caso de que corresponda y su modo de operación (normalmente conectado, controlado por tensión, etc.).
- ~~p)~~ xvi) Potencia aparente de los transformadores MT/BT, indicando número de fases y distribución de fases.

- q) ~~xvii~~) Número de placa poste o cámara del Alimentador en MT.
- r) ~~xviii~~) Enmalles dentro del Alimentador.
- s) ~~xix~~) Niveles de cortocircuitos trifásicos y monofásicos a nivel de subestación primaria.
- t) ~~xx~~) Información de los sistemas de generación en conformidad con lo establecido en el Artículo 2-5 de la presente ~~NT~~ norma técnica.
- u) ~~xxi~~) Planes de obras futuros o en curso en los Alimentadores para los próximos dos años, a causa del crecimiento en la demanda o destinadas a mejorar ~~de~~ la calidad de servicio. Estos planes incluyen refuerzos de red, interconexiones entre Alimentadores e instalación de nuevos equipos de maniobras o protección. Se deben indicar fechas y plazos estimados para su ejecución. Sin perjuicio de lo anterior, dichos planes de obras deberán ser ratificados por la Empresa Distribuidora al momento de la respuesta a la SCR.
- v) ~~xxii~~) Registros de medida en la 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 contengan medidas de traspasos de cargas entre Alimentadores, así como aquellos que no correspondan al estado normal de operación. En aquellos casos en que se disponga de dicha información, la entrega de los registros será de, al menos, los últimos 3 años.
- w) ~~xxiii~~) Estándares constructivos empleados por la Empresa Distribuidora, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 2-4 de la presente ~~NT~~ norma técnica.
- x) ~~xxiv~~) La base de datos, las memorias de cálculo, una minuta explicativa que resuma el proceso y respuesta a las observaciones del cálculo vigente de Factores de Referenciación.

Adicionalmente, a efectos de la modelación de los generadores distribuidos conectados o previstos a conectar, se deberán incluir los antecedentes técnicos de las redes de distribución en baja tensión, los ~~que deberán~~ cuales estarán asociados al transformador de distribución. ~~Para lo anterior, dicha~~ Esta información formará parte de los datos de media tensión y deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Plano digital georreferenciado, en UTM, de la sección de baja tensión, identificando y detallando los segmentos del trazado, longitud, equipos de protección y maniobra, y transformador de distribución al cual este asociado. Asimismo, la ubicación de los equipamientos de generación distribuida de autoconsumo conectados o previstos a conectar y, del mismo modo, los consumos que se encuentran en dicho segmento.
- b) Material del conductor (Cobre, Aluminio, ACSR, Copperweld, Alumoweld, u otros).
- c) Nivel de tensión de la red.
- d) Perfil de tensión de los 12 meses en el transformador de distribución, en la medida de que esté implementado el SGC en el mismo, en conformidad con lo indicado en la normativa vigente.
- e) Tipo de aislamiento del conductor (desnudo, PVC, EPR, XLPE, u otros).

- f) Tipo de instalación (aérea o subterránea).
- g) Número de fases y distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros).
- h) Límite de capacidad térmica (kA) del conductor.
- i) Parámetros de reactancia y resistencia de secuencia positiva y cero de las líneas.
- j) Sección de fase y neutro de las líneas (mm², AWG, MCM, u otros).
- k) Propietario de los componentes de las redes.
- l) Tipo de empalme conectados a la red de baja tensión, de acuerdo con las clasificaciones presentadas en el pliego técnico RIC N° 01. Se debe incluir el detalle de la capacidad de empalme y el transformador de distribución al cual está asociado al cliente.

La información técnica asociada a los elementos de las redes de distribución, tanto en media como baja tensión, deberá estar-mantenerse permanentemente actualizada. Para ello, se deberá indicar la fecha de la última actualización. La Superintendencia podrá fixar-establecer condiciones adicionales a las establecidas en el Artículo 2-7 para actualizar la información técnica.

La información suministrada-proporcionada por las Empresas Distribuidoras deberá encontrarse disponible en un formato tipo plano, de preferencia CSV, que pueda-ser-descargablepermita su descarga. La Superintendencia deberá-indicarespecificará los formatos específicos-requeridos para la entrega de la información, el-la 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, o en otro formato que sea de utilidad pública, deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público para ser descargada.

Artículo 2-4. Estándares Constructivos

Las Empresas Distribuidoras deberán entregar la información referida a los estándares de diseño y constructivos de sus instalaciones que sean necesarios para el adecuado diseño de la conexión y posterior operación de el o los PMGD. Dichos estándares serán considerados para la determinación de las eventuales Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes. Los estándares de diseño y construcción deberán ajustarse a lo efectivamente utilizado por las Empresas Distribuidoras en sus redes de distribución, al momento de la realización de los estudios de conexión.

Artículo 2-5. Información Técnica de los Sistemas de Generación

Las Empresas Distribuidoras deberán disponer de un registro actualizado de los PMGD y EG conectados o que tengan una solicitud de conexión a la red vigente. Dichos registros deberán estar asociados a un Alimentador individualizado, según lo dispuesto en el Artículo 2-3. Los-antecedentes señalados-a información señalada ~~deben~~ estar disponibles de manera permanente y gratuita para

cualquier interesado, ~~en forma permanente y gratuita, en a través de~~ los medios ~~de~~ que ~~dispongan~~ las Empresas Distribuidoras dispongan, en conformidad a lo que establezca la Superintendencia.

La información técnica ~~que trata contemplada en~~ este artículo deberá considerar el listado de los proyectos de PMGD conectados o previstos a conectar por Alimentador, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- i. Código único que individualice el Alimentador.
- ii. Código único y nombre del PMGD. El código único se deberá mantener inalterado durante todas las etapas de desarrollo del PMGD.
- iii. Estado de él o los proyectos en trámite o conectados. Se debe indicar si está en operación o en trámite; en este último caso, señalar si la etapa corresponde a SCR pendiente de revisión, realización de estudios, con ICC, en declaración en construcción, o bien, si se ha desistido de su ICC.
- iv. Capacidad instalada y capacidad de inyección de excedentes autorizada, expresada en kW, indicando la restricción consignada en el ICC.
- v. Factor de potencia del equipamiento de generación considerado para la realización de sus estudios técnicos.
- vi. Punto de conexión especificado en las respectivas SCR de los PMGD, informando el rótulo del poste (placa poste) o cámara asociado según el modelo eléctrico.
- vii. Vértices del polígono de emplazamiento de los PMGD.
- viii. Recursos energéticos asociados al sistema de generación, tales como hídrico, eólico, fotovoltaico, biomasa, entre otros. Asimismo, indicar el tipo de tecnología empleada en el sistema de generación, especificando si es en base a inversores, máquinas sincrónicas o asincrónicas.
- ix. Capacidad de la componente de almacenamiento, en aquellos casos en que el equipamiento de generación cuente con tal componente.
- x. Orden de prelación de los proyectos con solicitudes de conexión en fila de revisión, previo a la emisión del ICC.
- xi. Resumen de Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones del SD de aquellos proyectos con ICC vigente, asociados al Alimentador. Se debe detallar, a lo menos, el segmento comprometido, los elementos o componentes que instalan o reemplazan y la fecha estimada de ejecución de las Obras de Conexión.
- xii. Generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Del mismo modo, respecto a los EG conectados o previstos a conectar, se deberá disponer de la información técnica relativa a estas instalaciones, por Alimentador, la ~~que, al menos,~~ deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Código que individualice el Alimentador.
- b) Código único del Equipamiento de Generación.
- c) Capacidad Instalada e Inyección del Equipamiento de Generación.
- d) Recurso energético utilizado por el sistema de generación.
- e) Capacidad de la componente de almacenamiento, en aquellos casos que el equipamiento de generación cuente con esa componente. Número o código de Poste asociado al Equipamiento de Generación.
- f) Número o código de transformador de distribución asociado al Equipamiento de Generación, así como sus características técnicas.
- g) Tipo de conexión, esto es, monofásico o trifásico.
- h) Resumen de Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones del SD de aquellos proyectos asociados al Alimentador. Se debe detallar, al menos, el segmento comprometido, los elementos o componentes que instalan o reemplazan y la fecha estimada de ejecución de las Obras de Conexión.

h)i) Nivel de tensión de la red de distribución donde se conecta el EG.

Artículo 2-6. Información de Alimentadores de propiedad de otra empresa

En caso de que ~~exista~~ un alimentador ~~que se conecta~~ a un alimentador que es de propiedad de otra Empresa Distribuidora, a efectos del proceso de conexión de PMGD, se deberá considerar el conjunto de instalaciones y solicitudes como un sistema que abarque ~~la totalidad de toda~~ la red de media tensión aguas abajo de la subestación primaria de distribución. ~~Para ello~~ En ese sentido, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que se interconecta a la subestación primaria, Alimentador Principal, será la responsable de llevar-gestionar las solicitudes de los procesos de conexión. ~~A su vez~~ Por su parte, la Empresa Distribuidora propietaria del segundo alimentador, Alimentador Secundario, deberá disponer, en conformidad con lo establecido en los Artículo 2-2 y Artículo 2-3, toda la información necesaria para que la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, pueda desarrollar dicho proceso de conexión.

En caso de ~~existir~~ que se produzcan modificaciones significativas en la información técnica de la red de distribución o de los sistemas de generación pertenecientes s al Alimentador Secundario, la Empresa Distribuidora propietaria de este deberá entregar la información a la Empresa Distribuidora a la que pertenece el Alimentador Principal en-dentro de un plazo no superior a 20 días de ocurridas dichas modificaciones.

Se entenderá por modificaciones significativas a aquellos ajustes ~~de-en~~ la información que afecten directamente la determinación del impacto del PMGD en las redes de distribución o el dimensionamiento de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes.

Los alimentadores que cumplan con las características señaladas en el presente artículo se considerarán Alimentadores de Alto Impacto y, por tanto, sus plazos de tramitación corresponderán a los definidos en el artículo 60° del Reglamento.

La puesta en servicio deberá ser realizada por la Empresa Distribuidora propietaria de las instalaciones de las redes de distribución asociadas al punto de conexión, en coordinación con la Empresa Distribuidora encargada de la solicitud de conexión.

Las Empresas Distribuidoras deberán coordinarse en todas las etapas del proceso de conexión y/o puesta en servicio para cumplir con los plazos establecidos en la presente ~~NT~~norma técnica.

Sin perjuicio de lo anterior, los plazos de respuesta de la Empresa Distribuidora, propietaria del alimentador dependiente del suministro de otra concesionaria, no podrán ser superiores a 10 días desde recibida la solicitud, y deberá designar a un interlocutor o responsable oficial para dicha interacción.

Artículo 2-7. Procedimiento de actualización y periodicidad de la Información

La información técnica a que se refieren los Artículo 2-3, Artículo 2-4 y Artículo 2-5 deberá ser actualizada cada vez que ocurra un cambio relevante en la red tales como cambio en la topología del alimentador, cambio del tipo de red o, retiro, desconexión o cese de operaciones de una o varias unidades generadoras. Asimismo, la información técnica deberá ser actualizada si ocurre un cambio relevante de algún proyecto de PMGD, ~~tal como~~ el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio del Punto de Conexión o el cambio de tecnología de generación, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico. Dicha actualización, deberá ~~ser efectuada~~realizarse dentro de un plazo máximo de 30 días contados desde el cambio que motiva la actualización de la información. La información dispuesta en el literal xxiii) señalada en el Artículo 2-3 deberá ~~ser actualizada~~actualizarse mensualmente. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá realizar una revisión semestral para verificar la consistencia de la información pública. ~~Para lo cual~~, la Superintendencia establecerá ~~el~~ un medio de verificación, pudiendo incluso instruir la realización de una Auditoría.

Artículo 2-8. Monitoreo, control y gestión de la Información Técnica

A efectos de un adecuado control, monitoreo y gestión de la información, la información pública de las Empresas Distribuidoras deberá ser idéntica a la entregada a la Superintendencia. Para ello, esta última establecerá los mecanismos ~~a fin de~~necesarios para dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en la presente ~~NT~~norma técnica y en la demás normativa vigente.

La Superintendencia podrá realizar auditorías sobre la información técnica y ~~de~~ los sistemas de generación a los que refiere en el Artículo 2-3, así como respecto de cualquier otra información adicional que sea pertinente. Dichas auditorías se realizarán conforme a lo dispuesto en el Capítulo 6.

Artículo 2-9. Información de las instalaciones de transmisión zonal

El Coordinador será responsable de disponer de la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal, la que deberá estar actualizada en su respectiva plataforma de información pública. ~~Dicha~~ ~~Esta~~ información técnica deberá ser ~~la necesaria~~ suficiente para la realización y revisión de los estudios de conexión de PMGD ~~de los que trata~~ contemplados en la presente norma, así como, para evaluar ~~eventuales posibles~~ congestiones a nivel de transmisión zonal.

La información técnica deberá incluir, al menos, ~~incorporar~~ los siguientes parámetros:

- i. Información de los transformadores de las subestaciones primarias, tales como impedancias de secuencia positiva y cero, capacidad de operación normal y forzada, conexión y existencia de CTBC. En caso de contar con CTBC, se deberá incluir la consigna, número y ancho de paso. Si no tiene CTBC se deberá identificar el número del tap del estado normal del equipamiento eléctrico.
- ii. Diagrama unilineal de la subestación señalando la capacidad nominal de todos los equipos primarios y que identifique la conexión de los Servicios Auxiliares. Asimismo, detallar los equipos y elementos en serie de la subestación (transformadores de corriente, interruptores de potencia (52), desconectores de líneas (89), entre otros).
- iii. Protecciones asociadas a la subestación primaria de distribución, detallando el ajuste o configuraciones de las mismas.
- iv. Niveles de cortocircuito de la subestación primara de distribución, con sus respectivos parámetros equivalentes de resistencia de secuencia positiva y secuencia cero, e impedancia de secuencia positiva y cero.
- v. Información de los conductores de las instalaciones de transmisión zonal, incluyendo parámetros y características del conductor.
- vi. Nombre de los alimentadores que van conectados en cada transformador. Se debe incluir el código del alimentador según lo establecido en el Artículo 2-3.
- vii. Información técnica de los PMG conectados a la subestación primaria o líneas adyacentes. La información deberá contener, al menos, la capacidad instalada de las centrales de generación, diagrama de conexión al sistema eléctrico, tipo de tecnología y capacidad del sistema de almacenamiento, en caso de que corresponda.

En aquellos casos en que el Coordinador ~~cuenta con~~ disponga de la información técnica, ~~y pero~~ esta no se encuentre ~~disponible~~ pública o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días, ~~contados~~ desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados.

En caso de que el Coordinador no ~~cuenta con~~ disponga de dicha información, deberá notificar al Coordinado correspondiente dentro plazo señalado en el inciso anterior, solicitando la entrega o actualización de la misma. La empresa propietaria de las instalaciones de transmisión zonal

dispondrá de un plazo no superior a 15 días para entregar o actualizar la información solicitada, de acuerdo con los requerimientos técnicos detallados por el Coordinador. ~~Luego~~ Posteriormente, en un plazo no superior a 5 días, el Coordinador deberá entregar la información técnica al Interesado o Empresa Distribuidora, y actualizar su plataforma de información pública.

En caso de que el Coordinado no cumpla con lo señalado en el presente artículo, el Coordinador podrá notificar a la Superintendencia sobre dicho incumplimiento.

Título 2-2 Procedimiento para las solicitudes de Información pública de las redes y de los Medios de Generación

Artículo 2-10. Solicitud de Información Pública

Los Interesados en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD, podrán solicitar a la Empresa Distribuidora aclarar o especificar la información técnica. Para dicha-realizar esta solicitud, el Interesado deberá utilizar un formulario y los medios establecidos por la Superintendencia, el cual contendrá-deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación del Interesado.
 - i. Nombre completo y documento de identificación del representante legal o persona jurídica, acompañando la personería respectiva, en caso de que corresponda.
 - ii. Giro y código SII de la persona jurídica, otorgado por el SII.
- b. Nombre y dirección del proyecto, identificando comuna, región y la ubicación georreferenciada del mismo.
- c. Datos del proyecto PMGD previsto a conectar y/o a modificar las condiciones previas a las establecidas.
 - i. Nombre del proyecto.
 - ii. Polígono de localización.
 - iii. Ingreso de solicitud de conexión a la red, identificando el número de proceso de conexión, en caso de que corresponda.
 - iv. Alimentador y subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión.
 - v. Nivel de tensión del Alimentador.
 - vi. Vida Útil del Proyecto.
 - vii. Punto de Conexión de referencia (código de estructura de Empresa Distribuidora).

Artículo 2-11. Respuesta a la Solicitud de Información

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la Solicitud de Información del Interesado en un plazo máximo de 15 días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes

solicitados que resulten pertinentes. Para ello, deberá utilizar un formulario establecido por la Superintendencia, el cual ~~contendrá~~deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación de la solicitud de información.
 - i. Número de la solicitud de información.
 - ii. Fecha de la solicitud y de su respuesta.
- b. Identificación de la Empresa Distribuidora.
 - i. Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico.
 - ii. Nombre, cargo y datos de contacto del responsable de la respuesta.
- c. Identificación de la información corregida y su actualización en la plataforma de información técnica correspondiente.

La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante, ~~y~~ que ~~esta~~ sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá ~~poner en conocimiento de~~informar a los demás Interesados, ~~por a través~~ del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información.

BORRADOR

CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

Título 3-1 Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión

Artículo 3-1. Generalidades

Las Empresas Distribuidoras deberán permitir la conexión de los PMGD a sus redes de distribución, verificando el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, y de la demás normativa vigente.

La conexión y operación de los PMGD deberá cumplir en todo momento con la normativa vigente, de manera que se cumplan las condiciones establecidas en la presente ~~NT~~ norma técnica y operen dentro de los estándares establecidos en la norma técnica de distribución u otra norma pertinente. Asimismo, en su calidad de Coordinado, deberán someterse a las instrucciones del Coordinador, cuando corresponda~~n~~.

Con el objeto de evitar ~~peligro-riesgos para~~ a las personas y/o daños a los componentes asociados, la instalación de los PMGD deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia, en conformidad con lo establecido en los reglamentos, normas técnicas e instrucciones de carácter general impartidas por la Superintendencia.

Artículo 3-2. Plataforma para el Procedimiento de Conexión

El proceso de conexión, así como todas sus gestiones y etapas asociadas, se realizará por medio de la plataforma que para tal efecto disponga la Superintendencia. Para ello, esta establecerá los formularios digitales ~~de correspondientes a~~ a las distintas etapas del proceso, de acuerdo con lo establecido en la presente ~~NT~~ norma técnica. El Interesado podrá realizar el proceso directamente en dicha plataforma o a través de formularios físicos. En este último caso, la Empresa Distribuidora deberá registrar la información de manera digital y adjuntar los formularios en la plataforma señalada, en un plazo no superior a 5 días desde la recepción o envío del formulario.

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible un acceso directo a la plataforma de conexión en los medios digitales que se dispongan para tal efecto. Asimismo, la plataforma deberá permitir el acceso a las Empresas Distribuidoras para un adecuado desarrollo del proceso de conexión. La plataforma establecerá el orden de prelación de las solicitudes de conexión, según lo establecido en el Artículo 3-5, debiendo registrar la hora de presentación de las solicitudes en tiempo y forma, garantizando la fidelidad ~~acerca~~ de la información ~~sobre-respecto a~~ el orden de ingreso de las mismas.

La Superintendencia podrá disponibilizar la información relativa a los procesos de conexión, que sea de utilidad para un adecuado análisis del proyecto respectivo, a los Interesados que la requieran.

Título 3-2 Evaluación de las solicitudes de conexión a la red

Artículo 3-3. Presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR)

Todo Interesado deberá presentar ante la Empresa Distribuidora la correspondiente SCR en conjunto con el cronograma de ejecución del proyecto. Para lo anterior, la Superintendencia establecerá el formulario de solicitud, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Individualización del Interesado.
- b. Datos del PMGD.
 - i. Propietario o representante legal del PMGD, incluyendo copia de la cédula de identidad.
 - ii. Información legal de la empresa propietaria incluyendo al menos, su razón social, Rol Único Tributario y copia de la inscripción y certificado de vigencia de la misma en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces respectivo, con una vigencia no superior a 30 días.
 - iii. Punto de Conexión, ubicación de la Unidad Generadora, plano de situación (con coordenadas geográficas del Polígono de localización) y emplazamiento según el rol. Esto último en concordancia con el título habilitante del numeral c.I o c.II, según corresponda, que se señalan a continuación. Se debe incluir registro fotográfico de la placa del poste o cámara a conectar, incluyendo las coordenadas geográficas del de la ubicación del punto de conexión.
 - iv. Capacidad Instalada y Capacidad de inyección en MW del proyecto PMGD a conectar.
 - v. Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento asociada ~~con~~ ~~en~~ ~~el~~ bloque horario ~~definido-solicitado~~ de generación, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.
 - vi. Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su ~~con~~ ~~y~~ ~~sin~~ componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de generación, en caso de que corresponda.
 - vii. Indicar si el PMGD operará como Autoproducer.
- c. Documentación para iniciar la revisión de la SCR
 - i. Para terrenos de propiedad privada: Título de dominio vigente del propietario del inmueble donde el proyecto estará emplazado, junto a copia de la cédula de identidad del propietario o del respectivo representante, acompañando la personería con la facultad de disponer del inmueble en caso de ser correspondiente. Además, debe adjuntar declaración jurada del propietario del inmueble en donde el proyecto estará emplazado que indique que brinda su autorización para el emplazamiento del PMGD en el inmueble de su propiedad, o bien, declaración jurada de la persona que, en su calidad de usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o en su defecto, en virtud de un contrato de

- promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno, indique que se encuentra habilitado para disponer del inmueble con el fin de que en él se desarrolle el proyecto.
- ii. Para terrenos fiscales: El Interesado deberá adjuntar una declaración del Ministerio de Bienes Nacionales, en la que señale que el inmueble es de propiedad fiscal y se encuentra disponible para el emplazamiento de un proyecto energético.
 - iii. Derechos de Agua en caso de que corresponda, acreditando el título que faculte al Interesado para el uso de las aguas para generación de energía eléctrica.
 - iv. Declaración Jurada del titular del proyecto, indicando que el terreno acreditado en ii., cuando corresponda, posee las características necesarias del PMGD que se desea construir.
 - v. Comprobante de pago del 20% del costo total de la elaboración de los estudios de conexión, de acuerdo a los costos de elaboración y revisión de los estudios de conexión que se requieran para evaluar la conexión del PMGD.
- d. Responsabilidad de quien realizará los estudios técnicos, si estos serán realizados por el Interesado o por la Empresa Distribuidora.
- e. Solicitud de evaluación para conexión mediante un Proceso de Conexión Expositivo, en caso de que aplique.
- f. Cronograma de ejecución del proyecto, el cual deberá contener las exigencias establecidas en el Artículo 3-4.
- g. Datos de conexión
- i. Capacidad instalada de PMGD y de consumos propios.
 - ii. Indicar si pertenece o no a una Instalación Compartida.
 - iii. Indicar si dispone de una componente de Almacenamiento.
 - iv. Capacidad de Inyección y previsión de energía anual, según lo indicado en el Artículo 3-45.
 - v. Vida útil del PMGD o PMGD con componente de Almacenamiento, en este último caso indicando la vida útil de la componente de generación y de la componente de almacenamiento.
- h. Tipo de instalación de unidades generadoras, tales como, máquinas sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, unidades generadoras de corriente continua con inversor, entre otras.
- i. Datos técnicos asociados al tipo de instalación
- i. Recurso energético primario.
 - ii. Modos de operación.
 - iii. Datos del inversor (en caso de que aplique).
 - iv. Transformador de la máquina (si es necesario instalar).
 - v. Protecciones RI.
 - vi. Unidades de compensación.
 - vii. Descripción de la línea particular de interconexión del PMGD (en caso de que aplique): Documentar red particular de interconexión del PMGD mediante un diagrama unilineal con sus características técnicas y franja a utilizar (BNUP o servidumbre privada). Además, se debe incluir en archivo ".kmz" el trazado de la misma.

La Empresa Distribuidora deberá informar, mensualmente, ~~informar~~ los ingresos de las SCR a la Superintendencia, de acuerdo con los medios y formatos que esta determine para tales efectos.

Artículo 3-4. Cronograma de ejecución del proyecto

El cronograma de ejecución del proyecto debe presentarse junto con la SCR e individualizar los hitos que acrediten el avance del Proyecto. Los plazos deben ser concordantes con lo estipulado en el Reglamento. El cronograma deberá contener, al menos:

- a) Fecha de ingreso e indicación del permiso a presentar para acreditar la tramitación ambiental, si corresponde.
- b) Fecha de ingreso e indicación de los permisos a presentar para acreditar la tramitación de los permisos sectoriales, si corresponde.
- c) Fecha considerada para la obtención de la declaración en construcción del proyecto por parte de la Comisión.

Para acreditar el inicio de tramitación ambiental deberá presentarse la declaración de impacto ambiental, el estudio de impacto ambiental o la carta de pertinencia ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental, y la acreditación del inicio de la tramitación sectorial, cuando corresponda. Si el proyecto PMGD fuera calificado de impacto no significativo, deberá presentar una declaración jurada en la que se señale que el proyecto no requiere ser ingresado al Servicio de Evaluación Ambiental, o bien, que no requiere de la tramitación de permisos sectoriales.

La acreditación de la declaración en construcción del proyecto debe considerar lo dispuesto en la normativa vigente al efecto.

Artículo 3-5. Orden para resolver las SCR

La Empresa Distribuidora deberá verificar si el Interesado cumple con los requisitos necesarios para iniciar la revisión de la SCR. En un plazo máximo de 10 días, contados desde la recepción de la SCR, la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado si cumple o no con los requisitos establecidos en el Artículo 3-3. En caso de no cumplir con los requisitos, el Interesado tendrá un plazo de 5 días, desde la notificación de la Solicitud de Complemento de la SCR, para subsanar la documentación omitida o incompleta, ~~debiendo~~ En tal caso, la Empresa Distribuidora deberá responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días, y notificar a los interesados del ingreso de una nueva SCR. En caso de que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR.

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.

En el caso de que, por reconfiguraciones topológicas permanentes, como ~~el caso de que~~ cuando dos Alimentadores independientes pasen a ser uno solo o una parte del Alimentador sea transferido a otro, el orden para iniciar la revisión de las Solicitudes de Conexión a la Red que se encuentran en curso en ambos Alimentadores será redefinido en función de la hora de ingreso. Sin perjuicio de lo anterior, los dos primeros lugares del orden referido serán ocupados por quienes se encontraban en el primer lugar en su respectivo Alimentador, ~~prefiriendo~~ priorizando entre ellos según la hora de ingreso que hayan tenido.

La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir ~~desde una~~ que se haya resuelto la SCR precedente, lo ~~cual que~~ corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado del proceso precedente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3-12.

Artículo 3-6. Declaración de Admisibilidad

La Empresa Distribuidora deberá verificar que la información provista por el Interesado en su respectiva SCR cumple con lo dispuesto en la presente ~~NT~~ norma técnica y con la demás normativa vigente, ~~Esta verificación lo cual~~ deberá ser respondida ~~ae en dentro de~~ los plazos estipulados en el Reglamento. ~~Además, la~~ la Empresa Distribuidora deberá utilizar el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto, ~~la cual deberá realizar~~ realizando las validaciones correspondientes conforme las exigencias establecidas en el Reglamento. El formulario deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Verificación del pago del 20% del costo total de la elaboración de los estudios de conexión.
- b) Validación del polígono de emplazamiento, el cual no deberá compartir parcial o totalmente con otro polígono con SCR vigente, declarado previamente. Dicha condición no aplicará en tanto se refiera a la inclusión de la componente de almacenamiento a un proyecto existente o con SCR declarada admisible
- c) Validación del Punto de Conexión, si este tiene acceso, pertenece a sus redes eléctricas o son parte de las instalaciones de un tercero.
- d) Identificación de que el PMGD califica como un proceso expeditivo.

Por otro lado, la Empresa Distribuidora deberá señalar en la misma respuesta, lo siguiente:

- a) Identificación de la posición de revisión en el alimentador -orden de prelación -además, de una fecha estimada de respuesta a la SCR, en caso de que existan procesos precedentes.
- b) Resumen del estado de tramitación de las SCR en el Alimentador, señalando la cantidad de procesos expeditivos y la potencia asociada de cada uno, incluyendo los PMGD que se encuentran en estado de operación con factor de planta superior al 5%. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá indicar si el proceso de conexión corresponde a uno de alto impacto de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-25 de la presente ~~NT~~ norma técnica.

En esta etapa, la Empresa Distribuidora deberá realizar las verificaciones del Punto de Conexión conforme los antecedentes presentados por el PMGD en su respectiva SCR, revisar si existe

posibilidad de conexión, y verificar si dicha instalación corresponde a la Empresa Distribuidora o a un tercero.

En caso de que no sea factible la conexión de acuerdo con lo señalado en el inciso anterior, la Empresa Distribuidora podrá proponer alternativas de interconexión que viabilicen la conexión del PMGD a la Red de Distribución, pudiendo ser el intercambio del Punto de Conexión por una estructura aledaña disponible. Sin perjuicio de lo anterior, y solo en casos excepcionales, la Empresa Distribuidora podrá acordar con el Interesado otra alternativa para el Punto de Conexión, en cuyo caso las condiciones deberán ser establecidas entre las partes. La Empresa Distribuidora solicitará al interesado que rectifique su SCR de acuerdo con las recomendaciones presentadas, la que deberá ser presentada conforme los plazos establecidos en el Reglamento. Se considerará como fecha y hora de ingreso de la SCR correspondiente, a la presentación donde se hayan subsanado o rectificado las observaciones de la Empresa Distribuidora.

No podrán ser admitidas a tramitación las SCR que compartan total o parcialmente el Polígono de localización de una SCR declarada admisible previamente, y que aún se encuentre vigente.

Artículo 3-7. Respuesta a las Solicitudes de Conexión a la Red

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la SCR emitida por el Interesado, una vez declarada su admisibilidad mediante el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto. En caso de que existan otras SCR pendientes de respuesta, asociadas al mismo alimentador, estas serán respondidas atendidas conforme el orden de prelación establecido en el Artículo 3-5 y en-dentro de los plazos señalados en el Reglamento.

Previo al vencimiento del plazo para dar respuesta a la SCR, la Empresa Distribuidora deberá verificar la validez de la Información Pública disponible en su plataforma pública, la cual deberá estar actualizada. En caso contrario, deberá actualizar o incorporar la información faltante a la fecha de la respuesta a la SCR al Interesado. La-Dicha información deberá ser concordante con la establecida en el Capítulo 2 de la presente Norma técnica. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al Interesado la actualización de-estarealizada.

Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá adjuntar la siguiente información:

- a) Listado de los Estudios Técnicos y los costos de realización de estos, para el caso de que los PMGD sean considerados en un proceso expeditivo.
- b) Nómina de los PMGD que se encuentren operando en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión del PMGD, incluyendo sus Puntos de Conexión y características principales.
- c) Un listado de los estudios de conexión que se deberán realizar para elaborar el ICC conforme a lo establecido en la presente norma técnica. Dicho listado, deberá incluir el costo detallado de la realización o revisión de cada uno de los estudios de conexión, según corresponda, el tiempo de ejecución de éstos y la modalidad de pago del saldo restante del costo de los estudios de conexión, si es que el Interesado decidiera realizar dichos estudios con la Empresa Distribuidora, o bien, el saldo restante del costo de la revisión de los mismos en caso de que el Interesado decidiera realizar dichos estudios por cuenta propia.

- d) En caso de que el Interesado lo haya solicitado, la Empresa Distribuidora deberá indicar si el PMGD califica para un proceso de conexión expeditivo, de acuerdo con lo señalado en el Título 3-3, informando la Capacidad Instalada para la Conexión Expeditiva (ICE) y la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva (CCE).
- e) La Empresa Distribuidora proporcionará información respecto de la infraestructura y las características de las protecciones, monitoreo y tele comandos que habiliten la coordinación con el PMGD.
- f) En el caso de que el Interesado haya solicitado la conexión para un PMGD con componente de almacenamiento y cuya operación sea coincidente con los bloques horarios B2 (04:00 07:59) y/o B6 (20:00–23:59) de otro PMGD fotovoltaico sin componente de almacenamiento, la Empresa Distribuidora deberá proporcionar la siguiente información:
- i. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que se encuentren en operación, los valores de inyección horarios máximos registrados durante los últimos doce meses del período anterior a la revisión del Estudio, conforme a los registros disponibles del PMGD.
 - ii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, el perfil de generación declarado en la respectiva SCR.
 - iii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, cuenten con un ICC vigente, estén limitados, o tengan menos de 12 meses de operación, una estimación de la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias. Esta estimación deberá realizarse considerando la tecnología de cada proyecto.

Si el Interesado señaló en su SCR que este debe someterse a un proceso expeditivo, y se cumple con lo establecido en el Título 3-3 de la presente ~~N~~norma técnica, se entenderá que éste produce un impacto no significativo en la red de la Empresa Distribuidora. La respuesta a la SCR será conforme lo establecido en el Reglamento.

En aquellos casos en que el proyecto de PMGD no cumpla con lo establecido en el Título 3-3 de la presente ~~N~~norma técnica, la Empresa Distribuidora deberá indicar, en la respuesta a la SCR, la máxima potencia que podría tener el PMGD ~~de manera que se para ser~~ clasificado ~~para dentro de~~ un proceso expeditivo. En tal caso, el Interesado podrá manifestar su interés ~~de en~~ reducir la potencia en la manifestación de conformidad de la respuesta a la SCR, adjuntando una SCR actualizada con la potencia modificada. ~~En dicho caso~~De ser así, mantendrá su posición en el proceso de análisis de la SCR en el Alimentador.

Artículo 3-8. Cambios no significativos a una SCR vigente

Los Interesados en conectar un nuevo PMGD podrán modificar las condiciones consignadas en sus respectivas SCR, previo a su conexión y operación de su sistema, siempre y cuando las modificaciones no correspondan a cambios significativos. Dichas modificaciones no podrán causar impactos en las redes de distribución y/o implicar costos adicionales a la Empresa Distribuidora. Se entenderá por cambio significativo aquellos cambios que están establecidos en el Reglamento, tales como aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, salvo que esta se deba a una restricción técnica por aplicación de estándar constructivo en instalaciones distintas al segmento de distribución, modificaciones del emplazamiento o cambio en la tecnología de generación, incorporación de una componente de almacenamiento, o las que pudiesen generar un impacto significativo en el sistema eléctrico.

En todos los casos en que un ICC dejase de estar vigente o presente cambios significativos a una SCR vigente, el interesado deberá presentar una nueva SCR. Dentro de los diez días siguientes a la pérdida de vigencia del ICC, la Empresa Distribuidora deberá notificar a los Interesados que pudiesen verse afectados y señalarles las medidas que deberán adoptar.

Artículo 3-9. Calificación del Proceso Expeditivo

Si el PMGD no cumple con lo establecido Título 3-3, y ~~este~~ no ejerce la facultad establecida en el inciso final del Artículo 3-7 de la presente ~~NT~~ norma técnica, la Empresa Distribuidora indicará al Interesado los estudios técnicos que deberán ~~ser realizados~~ realizarse para evaluar el impacto de la conexión del PMGD a la red ~~del PMGD~~, de acuerdo ~~con a~~ lo establecido en la respuesta de la SCR. Los estudios técnicos ~~por a~~ realizar no podrán incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 3-4.

Dentro de los 5 días posteriores a la recepción de la respuesta a la SCR, el Interesado deberá comunicar a la Empresa Distribuidora si los estudios serán realizados por cuenta propia o por la Empresa Distribuidora, utilizando para ello el formulario de conformidad de la respuesta que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Datos relacionados con el PMGD.
- b) Conformidad de respuesta de SCR.
- c) Conformidad de bajar potencia para calificar como proceso expeditivo.
- d) Conformidad de emisión de ICC modificando equipamiento de protección fuera de la subestación primaria, según lo dispuesto en el Artículo 3-10.
- e) Aceptación de realización de estudios técnicos.
- f) Especificación de si los estudios técnicos serán realizados por terceros o por la Empresa Distribuidora.

Si ~~pasados-transcurridos~~ los 5 días el interesado no ha entregado el formulario de conformidad de respuesta, ~~para seguir con el proceso de conexión,~~ deberá presentar una nueva SCR para continuar

con el proceso de conexión. Sin perjuicio de lo anterior, ambas partes deberán acordar un cronograma para la realización de los estudios técnicos y la emisión de observaciones asociadas correspondientes. El plazo final para la entrega de los estudios técnicos y sus observaciones no podrá ~~ser superior~~exceder al plazo establecido por el Reglamento para la emisión del ICC.

Artículo 3-10. Proceso de Conexión Expeditivo y Estudio de Protecciones

En aquellos casos en que el PMGD cumple con los criterios establecidos en el Título 3-3, a excepción de lo establecido en el inciso quinto del Artículo 3-23 (referente al estudio de protecciones que determina el requerimiento de modificaciones a nivel de equipamientos de protección fuera de la subestación primaria de distribución), la Empresa Distribuidora deberá enviar al Interesado el estudio de coordinación de protecciones al que hace referencia el Artículo 3-23. Junto con este, deberá incluir los costos de los equipos de protección que debe reemplazar en el Alimentador para permitir una correcta coordinación de protecciones. Además, la Empresa Distribuidora ~~además~~ deberá enviar el formulario de respuesta a la SCR, y ~~deberá~~ comunicar el ICC al interesado dentro de los veinte días siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR.

Artículo 3-11. Realización de los Estudios Técnicos

Los estudios técnicos de conexión deberán cumplir con las indicaciones establecidas en el Título 3-4 de la ~~NT~~norma técnica. Estos deberán ser desarrollados acorde a las etapas descritas en el Reglamento y las disposiciones establecidas por la Superintendencia, mediante formularios y anexos que se destinen para tal efecto. ~~Serán consideradas las siguientes~~Los estudios deberán considerar las siguientes etapas ~~de los estudios~~:

- a) Elaboración de estudios de conexión y obtención de resultados preliminares
- b) Revisión de los resultados preliminares de estudios de conexión
- c) Ajustes de los resultados de estudios de conexión
- d) Realización de observaciones finales a resultados de estudios
- e) Obtención de resultados finales de estudios de conexión
- f) Detalle de la Ingeniería asociada a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Cada etapa de revisión de los estudios de conexión deberá considerar los escenarios de conexión descritos Artículo 3-27 de la ~~NT~~norma técnica. ~~Por otra parte, la~~La presentación de los resultados y sus ~~correspondientes respectivas~~ observaciones ~~dependerán~~dependerá de ~~quien sea el~~ responsable de realizar los estudios de conexión. Sin embargo, el desarrollo de los estudios de conexión deberá contemplar, al menos, la realización de las etapas indicadas en los literales a), b) y e) del presente artículo.

~~Por otra parte~~Asimismo, en cada etapa que fuese pertinente, se deberá presentar una revisión de los estudios, identificando la etapa del proceso de evaluación y resumiendo los cambios aplicados

en ~~atención-respuesta~~ a las observaciones realizadas o las aclaraciones correspondientes. Lo anterior, deberá efectuarse mediante los formularios respectivos que disponga la Superintendencia.

El desarrollo de los estudios de conexión deberá concluir antes del vencimiento de los plazos máximos establecidos en el Reglamento.

Los resultados finales de los estudios de conexión deberán indicar, al menos, las condiciones preexistentes a la conexión del PMGD; las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente; las desviaciones provocadas por la conexión del PMGD y sus respectivas Obras de Conexión clasificadas como Obras Adicionales, Adecuaciones y/o Ajustes, en caso de que estas correspondan; las posibles congestiones en el sistema de transmisión zonal adyacente y su limitación de inyección respectiva, en conformidad con lo establecido en el artículo 88° de Reglamento; ~~y,~~ las restricciones de operación, maniobra y ajuste de protección del PMGD; y, los bloques horarios considerados de generación en caso de que disponga de una componente de almacenamiento.

Estos resultados deberán ser incorporados en la emisión del ICC y ~~utilizados-utilizarse~~ para la determinación de los costos de conexión.

Finalmente, la entrega de los estudios y sus respectivas correcciones ~~deberán ser acompañadas con~~ a incluir el modelo de red utilizado ~~para realizaren~~ las evaluaciones, con el objeto de que estos puedan ser auditables y replicables por ~~un~~ terceros, en caso de ser necesario.

Artículo 3-12. Informe de Costos de Conexión y emisión del ICC

Una vez obtenido los resultados finales de los estudios de conexión, la Empresa Distribuidora realizará el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión según lo establecido en el Título 3-6 de la presente ~~Nº norma técnica,~~ Asimismo, informará los Factores de Referenciación vigentes en el Alimentador, según lo dispuesto en el Capítulo 4, y emitirá, dentro del plazo establecido en el Reglamento, el formulario que destine la Superintendencia para tal efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Identificación del proceso de conexión.
 - i. Nº de solicitud y de proceso de conexión
 - ii. Fechas de ingreso del formulario, de la SCR y de entrega del ICC.
- b. Datos relacionados con el PMGD.
 - i. Nombre del proyecto.
 - ii. Especificaciones del Punto de Conexión, incluyendo poste, Alimentador, tensión y subestación asociada.
 - iii. Ubicación del PMGD, incluyendo comuna, región y coordenadas.
- c. Informe de criterios de conexión (ICC), el cual debe incluir el Factor de Referenciación vigente del Alimentador.

- d. Costos de Conexión al SD.
- e. Fecha de vigencia del ICC.
- f. Información de los requisitos técnicos que debe verificar el Coordinador en una etapa posterior, para que se autorice la puesta en servicio del PMGD.
- g. Informe de los Costos de Conexión para PMGD evaluados en un proceso expeditivo.
 - i. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento sin PMGD.
 - ii. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento con PMGD
- h. Flujo de potencia e identificación de escenarios de posibles congestiones en transmisión zonal.
 - i. Informe de estudio de flujo de potencia adjunto.
 - ii. Información respecto a si existe una limitación de la inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión, si corresponde.
 - iii. Obras Adicionales.

En caso de que el PMGD solicite y cumpla con los requerimientos de un proceso de conexión expeditivo, el ICC ~~contendrá~~ incluirá los Costos de Conexión de un PMGD no significativo.

El Interesado podrá manifestar su disconformidad respecto de lo señalado en el ICC y solicitar las respectivas correcciones en-dentro de los plazos establecidos en el Reglamento, ~~Para ello, deberá incluyendo-presentar~~ los antecedentes que fundamenten su disconformidad. ~~La solicitud deberá ser presentada con, utilizando~~ el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD.
 - i. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - ii. Nº de proceso de conexión y de solicitud de ICC.
 - iii. Fecha de entrega de ICC.
- b. Declaración de conformidad de ICC por parte del Interesado

En caso de disconformidad por parte del Interesado, la Empresa Distribuidora deberá responder a la solicitud de corrección en-dentro de los plazos establecidos en el Reglamento.

Una vez que el Interesado manifieste su conformidad con el ICC, la Empresa Distribuidora deberá comunicarlo a los Interesados, al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente, a la Superintendencia y al Coordinador. Para ello, enviando-enviará una copia del ICC y del estudio de flujo de potencia. En caso de existir congestiones, este último deberá acompañado-incluir de la información y la base de datos utilizada para su desarrollo, ~~en caso de existir congestiones.~~

Artículo 3-13. Requisitos para la acreditación de avance del proyecto

El Interesado deberá presentar a la Empresa Distribuidora, a más tardar dentro del mes siguiente al vencimiento de cada hito, los antecedentes que acrediten de avance del proyecto, ~~establecido según de acuerdo con~~ el cronograma de ejecución del proyecto señalado en el Artículo 3-4. Dicho cronograma deberá ~~realizarse-elaborarse~~ conforme a las condiciones establecidas en el Reglamento, mediante el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto.

Los hitos que debe informar el Interesado a la Empresa Distribuidora, para dar cumplimiento a lo indicado, son los siguientes:

- a) Constancia de ingreso del inicio de tramitación ambiental, emitido por el Servicio de Evaluación Ambiental.
- b) Constancia de entrega de los permisos sectoriales solicitado a los organismos respectivos, en caso de que corresponda.
- c) Resolución de la declaración en construcción del proyecto emitida por la Comisión Nacional de Energía.

En caso de que el Interesado ~~no dé cumplimiento o no cumpla con~~ la entrega de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto, la Empresa Distribuidora deberá comunicar la pérdida de vigencia del ICC al PMGD afectado, en un plazo no superior a 5 días de transcurrido el mes siguiente al vencimiento del plazo de alguno de los hitos ~~según establecidos en el~~ cronograma de ejecución. El Interesado ~~tendrá-dispondrá de~~ un plazo de 5 días para presentar los antecedentes respectivos. ~~De no hacerlo, en caso contrario,~~ se considerará la pérdida de vigencia del ICC. En ~~caso de decretarse la pérdida de vigencia del ICC tal caso,~~ esta la Empresa Distribuidora deberá ~~ser comunicada-informar esta situación~~ a los Interesados que pudiesen verse afectados, señalando las medidas respectivas a adoptar, y comunicarlo a la Superintendencia, ~~de acuerdo con el a través del~~ medio que esta establezca para tal efecto.

La Superintendencia definirá, en caso de ser necesario, requisitos adicionales — para dar cumplimiento a las condiciones para dar acreditación de avance de los proyectos, definiendo el formato y la forma en que estos deben ser comunicados a dicho Servicio.

Artículo 3-14. Notificación de Conexión

Dentro de la vigencia del ICC ~~y~~ previo a la conexión del PMGD ~~—~~, una vez presentada la comunicación de interconexión a la Superintendencia y obtenida la autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio ~~—~~, el propietario u operador del PMGD deberá notificar la conexión a la Empresa Distribuidora ~~—~~. Esta notificación deberá realizarse mediante el formulario que la Superintendencia destine para tal efecto, el cual deberá contener, al menos:

- a. Datos de la Solicitud;
 - i. Nombre completo y documento de identificación del representante legal o persona jurídica, acompañado la personería respectiva en caso de que corresponda.

- ii. Identificación y clase del instalador eléctrico.
 - iii. Dirección del inmueble donde está emplazado el proyecto.
 - iv. Descripción del proyecto, tecnología, potencia de inyección, limitación por congestiones, punto de conexión y vértices del polígono de emplazamiento.
 - v. Fecha estimada de interconexión.
 - vi. En caso de realizar PES por etapas, señalar la potencia máxima conectada mientras se estén ejecutando las obras adicionales. Incluyendo el estudio de ajustes de protecciones, en caso de que los estudios técnicos no hayan sido de responsabilidad de la Empresa Distribuidora.
- b. Documentación de antecedentes:
- i. Documento emitido por la Empresa Distribuidora que acredite el término de las Obras Adicionales, excepto si es una PES por etapas;
 - ii. Contrato de Conexión firmado entre las partes;
 - iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia;
 - iv. Resolución mensual de la Comisión donde figure el PMGD como declarado en construcción; y,
 - v. Autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio.

En caso de que la información sea incompleta o errónea, la Empresa Distribuidora podrá solicitar la corrección de la NC conforme el dentro del plazo señalado en el Reglamento, ~~en caso de que la información sea incompleta o errónea.~~

Artículo 3-15. Puesta en Servicio

La interconexión y energización del PMGD deberán n ser supervisadas s por la Empresa Distribuidora en la fecha acordada con el propietario u operador del PMGD, debiendo realizar los ajustes necesarios al momento de ejecutar la conexión.

En caso de que la interconexión no sea materializada, ~~por causas atribuibles al propietario u operador del PMGD, la Empresa Distribuidora deberá dejar constancia de dicha situación y enviar una copia de esta al propietario u operador del PMGD, así como y a la Superintendencia, en utilizando el formato y medio que esta última disponga. En dicho caso, la conexión se considerará la conexión fallida y el PMGD deberá presentar una nueva NC.~~

En aquellos casos en que durante la interconexión se detectasen diferencias respecto a lo informado en la NC, la Empresa Distribuidora deberá dentro del plazo establecido en el Reglamento, entregar al propietario u operador del PMGD , en el plazo establecido en el Reglamento, un informe que identifique detallando las razones que fundamentan las diferencias que impidan la conexión del PMGD. Asimismo, pondrá en conocimiento de ~~deberá informar~~ la situación a la Superintendencia. En caso de que el propietario presente un desacuerdo con dicho informe, podrá resolverlo

directamente con la Empresa Distribuidora o a través de la presentación de una controversia de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5.

Del mismo modo, si persisten las diferencias o ~~se imponen surgen~~ nuevas condiciones ~~impuestas~~ por ~~parte de~~ la Empresa Distribuidora, el propietario u operador del PMGD podrá formular su reclamo ante la Superintendencia, la que resolverá de acuerdo con el procedimiento establecido en la normativa pertinente.

Finalmente, en caso de que el propietario u operador ~~realice los~~ ajustes necesarios para subsanar las diferencias ~~detectadas que fueren pertinentes~~, deberá ~~efectuar enviar~~ una nueva comunicación de interconexión al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, en los términos dispuestos en el Reglamento, y presentar una nueva NC.

Las pruebas de puesta en servicio deberán ser las que se establecen en el Título 8-3 de la presente norma técnica.

Título 3-3 Determinación del Proceso de Conexión Expeditivo

Artículo 3-16. Generalidades

Los PMGD que deseen conectarse al Sistema de Distribución, cuya Capacidad Instalada prevista a conectar no exceda la Capacidad Instalada para acceder a un Proceso Expeditivo y que su Capacidad de Inyección prevista no supere la Capacidad de Inyecciones del Proceso Expeditivo, no requerirán de la realización de las Obras Adicionales. Un PMGD solo podrá ser evaluado en un proceso expeditivo ~~solo~~ si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW. Asimismo, deberán cumplir con los criterios indicados en el Artículo 3-17 y Artículo 3-23.

Durante la evaluación de los criterios para determinar si un PMGD ~~puede ser calificado~~ califica para un Proceso de Conexión Expeditivo, no deberán considerarse en los modelos de la red de distribución los Generadores de Emergencia Móvil ~~y ni~~ los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Para ~~la esta~~ evaluación, ~~de los criterios para calificar como un Proceso de Conexión Expeditivo~~, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD. ~~Para En~~ el caso de los EG previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW y solicitud de conexión aprobada. ~~e si~~ la suma de EG en el alimentador supera los 100 kW de Capacidad Instalada, estos deberán ser representados como un EG equivalente para efectos de simulación. Se entenderá por PMGD previstos a conectar a aquellos que cuenten con ~~su un~~ Informe de Criterios de Conexión aprobado y vigente, así como ~~también~~ los proyectos que ya se encuentren conectados o declarados en construcción.

~~En aquellos~~ Para proyectos que contengan una componente de almacenamiento, ~~se considerará para~~ el análisis deberá considerar la máxima capacidad de generación declarada del sistema de generación.

Para los PMGD con componente de almacenamiento y ajuste horario se deberán realizar los análisis contemplados en el presente Título, considerando la potencia máxima de inyección en los bloques horarios solicitados en su SCR.

Artículo 3-17. Capacidad Inyección para la Conexión Expeditiva

Para establecer la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva se debe considerar el impacto del PMGD sobre:

- La corriente que circula por la red de distribución ($ICE_{Alimentador}$); y,
- ~~b) Efectos sobre la regulación de la tensión (ICE_{RT});~~

La ICE_{PMGD} corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios:

$$ICE_{PMGD} = \text{Min}(ICE_{Alimentador} , ICE_{RT})$$

Artículo 3-18. Impacto sobre la corriente que circula por el SD

Con el fin de asegurar que la potencia a inyectar en el Alimentador no sobrepase la capacidad de diseño de éste, se deberá verificar que ~~la dicha~~ potencia ~~a inyectar es sea~~ igual o inferior a la capacidad de diseño ~~del Alimentador~~ de los tramos ~~del alimentador~~ que se ~~encuentran~~ ~~ubicados~~ ~~ubican~~ entre el punto de conexión del PMGD y la subestación primaria de distribución.

~~La Esta~~ verificación deberá ~~realizarse considerando~~ ~~considerar~~ el elemento con la menor capacidad de diseño de los equipos de operación ~~y~~ maniobra o ~~los equipos de~~ protección ~~que se encuentran~~ ~~ubicados~~ aguas arriba del Punto de Conexión. ~~Asimismo, Se~~ deberán considerar los GD conectados o previstos a conectar en el Alimentador, ~~junto~~ con las demandas localizadas aguas abajo del elemento analizado.

Se excluye del análisis de los equipos de protección, ~~y la cualquier~~ limitación en capacidad que puedan producir los fusibles. ~~Sin embargo, Si en caso de que~~ un fusible ~~limita~~ ~~restringe~~ la potencia máxima a inyectar por el PMGD, éste deberá ser reemplazado por el Interesado. ~~Aún así, pero el~~ ~~PMGD~~ podrá seguir siendo evaluado a través del procedimiento expeditivo.

De esta forma, para determinar la $ICE_{Alimentador}$ deberá comprobarse que no existan congestiones en algún elemento del Alimentador, en horarios nocturnos (ICE_{Alim_noche}) y diurnos (ICE_{Alim_dia}) para los PMGD conectados.

$$ICE_{Alim_noche} = CAP_{diseño} + D_{MIN_noche} - \left(\sum_i GD_{noSolar_i} + \sum_j GD_{Solar+CA_j} + \sum_k EG_{noSolar_k} + \sum_l EG_{Solar+CA_l} \right)$$

$$ICE_{Alim_dia} = CAP_{diseño} + D_{MIN_dia} - \left(\sum_i GD_{noSolar_i} + \sum_j GD_{Solar+CA_j} + \sum_n GD_{Solar_n} + \sum_k EG_{noSolar_k} + \sum_m EG_{Solar_m} + \sum_l EG_{Solar+CA_l} \right)$$

Con todo, el $ICE_{Alimentador}$ se determina como:

$$ICE_{Alimentador} = \text{Min}(ICE_{Alim_noche} , ICE_{Alim_dia})$$

Donde,

- $CAP_{diseño}$: Corresponderá al componente de menor ampacidad ubicado entre el punto de conexión solicitado y la cabecera del alimentador de distribución (vía de evacuación del PMGD en análisis).
- $D_{MIN_{noche}}$: Demanda mínima, en horas sin sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del elemento serie, identificado en la capacidad de diseño, expresada en MW, en estado normal de operación. Se determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador, por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución aguas abajo elemento serie de menor capacidad identificado, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.
- $D_{MIN_{dia}}$: Demanda mínima, en horas con sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del del elemento serie de menor capacidad del Alimentador, expresada en MW, en estado normal de operación. Se determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador, por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.
- $GD_{noSolar_i}$: Potencia máxima a inyectar por un Generador Distribuido con fuente de energía primaria distinta a la solar i , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado.
- $GD_{Solar+CA_j}$: Potencia máxima permitida por el ICC a inyectar por un Generador Distribuido solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- GD_{Solar_n} : Potencia máxima permitida por el ICC a inyectar por un Generador Distribuido solar n , conectado o previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- $EG_{noSolar_k}$: Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación con fuente de energía primaria distinta a la solar k , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación con fuente de energía primaria distinta a la solar k , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.
- EG_{Solar_m} : Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar m , previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar m , previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.

$EG_{Solar+CA_l}$: Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar l , considerando su componente de almacenamiento de energía, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad identificado. Potencia máxima a inyectar por un Equipamiento de Generación solar l , considerando su componente de almacenamiento de energía, previsto a conectar aguas abajo del elemento serie de menor capacidad del Alimentador identificado.

Para los cálculos anteriores, se considerará que las horas con sol dependerán de la zona geográfica a la cual pertenece el GD y corresponderán al intervalo comprendido entre la Hora de Salida y Hora de Puesta, según lo definidos en la Tabla 2 ~~Tabla 1~~.

Tabla 2 Horas de Salida y Puesta de Sol.

Zona Geográfica	Hora de Salida	Hora Puesta
Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	7:00	20:30
Regiones de: Atacama, de Coquimbo, de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, de Ñuble, del Biobío, de la Araucanía, de los Ríos y de los Lagos	6:30	21:30

En caso de que D_{MIN_noche} y $D_{MIN_día}$ no sean conocidas, estas se estimarán como un 30% de las demandas máximas respectivas.

Si un PMGD se encuentra operando o está previsto de conectar aguas arriba del PMGD en estudio, se deberá realizar el mismo análisis para el tramo del Alimentador donde se encuentra conectado el PMGD existente o donde informó como su Punto de Conexión el PMGD previsto de conectar, considerando al PMGD en estudio dentro de la sumatoria de PMGD ubicados aguas abajo.

Cuando algún-un segmento del Alimentador ubicado aguas arriba del Punto de Conexión tenga una menor capacidad de carga inferior que a la del segmento inmediatamente aguas abajo, la metodología anterior también deberá ser aplicada para el dicho segmento de menor capacidad. Sin embargo, esta condición no siendo-será aplicable a la verificación preliminar.

Artículo 3-19. Impacto sobre la regulación de voltaje

Para evitar desvíos permanentes de tensión fuera de los rangos permitidos, ~~producto de debido a~~ la conexión de un PMGD en un determinado Alimentador, se calculará el impacto de la variación de tensión previa ~~conexión del PMGD a su conexión, de acuerdo utilizando con~~ la siguiente fórmula:

$$ICE_{RT} = \frac{S_{ccRedFA}}{Kvp} - \sum S_{GD} \geq Proyecto en Análisis$$

Donde,

- $S_{ccRed FA}$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del Alimentador asociado al circuito de red que queda conectado aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresado en MVA, sin considerar el aporte de los otros medios de generación y sin la central en evaluación.
- Kvp : Constante de variación de tensión máxima permanente, equivalente a 20.
- S_{GD} : Capacidad instalada de los EG y PMGD conectados y/o previstos de conectar al Alimentador MT al cual se desea conectar el interesado, expresado en MVA (No se considera el PMGD en análisis).

Adicionalmente, se deberá verificar que la variación de tensión se encuentre dentro de los límites establecidos en [la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de DistribuciónNTD](#).

La variación de tensión que genera un PMGD se calculará según la fórmula siguiente:

$$\Delta V = \frac{S_{PMGD} \cos(\varphi - \sigma)}{S_{cc}}$$

Donde,

- S_{PMGD} : Potencia aparente del PMGD en MVA.
- S_{cc} : Potencia de cortocircuito en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD.
- φ : Ángulo de la impedancia equivalente de la red en el Punto de Conexión en grados o radianes sin considerar el PMGD en evaluación.
- σ^1 : Ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD en grados o radianes considerando el PMGD.

A efectos de que se considere que el PMGD del Interesado cumple con el criterio de tensión, las variaciones de tensión deberán ~~cumplir con~~ajustarse a los límites señalados en la Tabla 3 ~~Tabla 2~~, según los índices de densidad establecidos en la [Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de DistribuciónNTD](#), o la que la reemplace.

Los puntos del Alimentador a analizar serán ~~definidos~~determinados por la Empresa Distribuidora, considerando, al menos, el punto de conexión solicitado por el PMGD, el punto de interconexión del ramal donde ~~será conectado el PMGD~~se conectará, la cabecera del alimentador, y el punto de conexión de cada PMGD conectado o previsto a conectar.

¹ Si el PMGD inyecta con factor de potencia unitario, entonces $\sigma = 0$

Tabla 3 Límites para Regulación de Tensión.

Densidad de red Tensión de red	Alta y Media ²	Baja y Muy Baja ³
Media Tensión	±6,0%	±8,0%

En caso de que la verificación señalada no se cumpla con el PMGD operando con factor de potencia unitario, se analizará ~~a considerando un~~ factor de potencia 0,96 capacitivo, ~~de manera de para~~ verificar si es posible lograr las desviaciones admisibles. Sin perjuicio de lo anterior, el factor de potencia de operación será entre 0,95 inductivo y 0,96 capacitivo.

Artículo 3-20. Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva

Para establecer la Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva (CCE_{PMGD}) se debe considerar el impacto del PMGD sobre:

- a) La fluctuación de voltaje (CCE_{FV}); y,
- b) La corriente de cortocircuito (CCE_{cc});

La CCE_{PMGD} corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los dos criterios:

$$CCE_{PMGD} = \text{Min}(CCE_{FV} , CCE_{cc})$$

Artículo 3-21. Impacto sobre la fluctuación de voltaje

En caso de que el PMGD emplee generadores asincrónicos, se deberá verificar que se cumple la variación de tensión. Quedarán excluidos de esta verificación ~~los aquellos~~ generadores asincrónicos que ~~están~~ conectados ~~a través de~~ mediante un equipo con electrónica de potencia (inversor).

Para evitar desvíos ~~de la tensión~~ inadmisibles de tensión en un Alimentador al momento de la sincronización de un PMGD, se debe rá cumplir la siguiente relación:

$$\frac{S_{cc}}{(K_{mani} * S_{PMGD})} \geq K_{vs}$$

Donde,

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.
- K_{mani} : Valor 4 para generadores doblemente alimentados, 6 para generadores directamente conectados.
- K_{vs} : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 16.

² Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

³ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

La Capacidad Instalada para Conexión Expositiva, en términos de la máxima variación de tensión ~~en~~ durante la sincronización, ~~y~~ expresada en MVA, se ~~determinará~~ determinada mediante la siguiente expresión:

$$CCE_{FV} = \frac{S_{cc}}{(K_{mani} * K_{vs})}$$

Artículo 3-22. Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito

Para asegurar que la Capacidad Instalada para la Conexión Expositiva cumpla con la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución, se debe rá verificar el cumplimiento de la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_i n_i * S_{Amax i}}{S_{cc}} \leq 0,1$$

Donde,

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.
- $S_{Amax i}$: Capacidad Instalada aparente nominal del medio de generación distribuida i conectado y/ o previsto a conectar al Alimentador.
- n_i : Factor de contribución al cortocircuito correspondiente al medio de generación distribuida i.

Dependiendo de las características del generador, ~~para~~ cada medio de generación distribuida conectado, ~~se debe~~ deberá utilizar considerar un factor de contribución a cortocircuito (n_i). ~~Dichos~~ Estos factores, determinados según la tecnología empleada, son los siguientes:

- Generadores con inversor de corriente: $n_i=1$;
- Generadores asíncronos: $n_i=6$; o,
- Generadores síncronos: $n_i=8$.

La Capacidad Instalada para Conexión Expositiva, en términos del impacto sobre la corriente de cortocircuito, se ~~rá determinada~~ determinará mediante la siguiente expresión:

$$CCE_{cc} = \frac{0,1 S_{cc} - \sum_i n_i S_{GD i}}{n_{PMGD}}$$

Donde,

- n_{PMGD} : Corresponde al factor de contribución a la corriente de cortocircuito del PMGD en análisis, el cual deberá ser de acuerdo con la tecnología de generación, según lo señalado en los literales a), b) o c) anteriores.
- $\sum_i n_i S_{GD i}$: Corresponde a la sumatoria de la Capacidad Instalada de los GD conectados y/o previstos de conectar al Alimentador donde se desea conectar el Interesado, multiplicado por su respectivo factor de contribución de corriente de cortocircuito.

S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD en análisis.

Adicionalmente, se deberá ~~realizar verificación del~~ verificar el aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito, para ello se utilizará el modelo del Alimentador que posea la Empresa Distribuidora, ~~o, en su defecto, se utilizará~~ un modelo de impedancias de secuencia positiva y cero.

Se obtendrán los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el Alimentador, considerando tanto el aporte desde el sistema interconectado como ~~de las~~ de otras fuentes contribuyentes a la red. Se considerará que los aportes del PMGD cumplen con este criterio siempre ~~y cuando que~~ el cálculo anterior resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85% su capacidad de ruptura.

Artículo 3-23. Evaluación de la coordinación de las protecciones

Finalmente, para ~~verificar determinar~~ que un PMGD puede conectarse mediante un Proceso de Conexión Expeditivo, se debe ~~determinar verificar~~ que el sistema de protecciones proyectado ~~permita~~ mantener una adecuada coordinación con el Sistema de Distribución. Para ello, ~~se~~ deberá analizar el desempeño de los elementos de protección de sobrecorriente que operen ante fallas entre fases y fallas residuales.

La metodología para la verificación del PCE ~~tomará en consideración~~ considerará el aporte del cortocircuito que agrega el PMGD al SD y la característica de sobrecorriente asociada a los equipos que forman parte del sistema de protección del Alimentador principal. Para esta verificación, ~~se~~ definen establecen dos categorías:

- a) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa, ya sea en los equipos de protección asociados y/o en los fusibles que ~~formen forman~~ parte de la operación coordinada del sistema de protección ~~asociado al~~ del SD, se evaluará si el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en el Punto de Conexión del nuevo PMGD en conjunto con la inyección de los GD existentes en la red de distribución, no aumenta más de un 5% con respecto al nivel de cortocircuito respectivo existente en el mismo punto sin inyección del PMGD.
- b) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que no clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa y no posee fusibles que formen parte de la operación coordinada del sistema de protección asociado al SD, se evaluará de la misma forma anteriormente mencionada, de que el umbral será de un 10% en el Punto de Conexión del nuevo PMGD.

Si el PMGD cumple con los requisitos indicados en este artículo, se considerará que el PMGD tiene verificado el criterio de coordinación de protecciones para ser considerado en un PCE. Sin embargo, es la Empresa Distribuidora quien deberá entregar los ajustes de protecciones asociados al equipo proyectado, en su propio lenguaje de programación.

En caso de que el PMGD no cumpla con alguna de las dos categorías ~~anteriormente indicadas~~ mencionadas, pero sí con los demás criterios del presente título, la Empresa Distribuidora

deberá ~~efectuar-elaborar~~ un estudio de protecciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-33. El objetivo ~~de-será~~ determinar si es posible modificar los ajustes del Sistema de Distribución de modo de permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones ~~producto-ante-de-la~~ ~~ingreso-incorporación~~ 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 ajustes propio de los mismos.

Si, a consecuencia del análisis efectuado, se determina que el sistema de protecciones debe ser modificado no ~~tan~~ solo en los ajustes, sino ~~que-además-también~~ a nivel del equipamiento en la subestación primaria para permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones de la red de distribución, se concluirá que dicho PMGD no ~~será-podrá-ser~~ calificado como PCE. En este caso, por lo que corresponderá efectuar un análisis detallado de acuerdo con los estudios técnicos del Título 3-4 de la presente ~~NT~~ norma técnica.

Para la aplicación del presente artículo, se entenderá que una curva de sobrecorriente es extremadamente inversa si se define de acuerdo con las ecuaciones bajo estándares IEC e IEEE. En caso de que el equipo de protección cuente con curvas que no estén definidas mediante los estándares anteriormente indicados, se considerará que una curva de sobrecorriente extremadamente inversa es aquella que cumple con los siguientes valores de su respectiva pendiente, con una variación no mayor a un 15% respecto del valor indicado, calculada entre los siguientes tramos:

- a) Tramo 1: entre 2 y 5 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,29 p.u.
- b) Tramo 2: entre 5 y 10 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,14 p.u.

Para efectos del cálculo en por unidad (p.u.), el tiempo deberá ser normalizado respecto al tiempo de operación mayor que se obtenga sobre la respectiva curva sobrecorriente, entre los dos valores de corriente de pickup evaluados.

Título 3-4 Estudio de Conexión

Artículo 3-24. Generalidades

Si el PMGD no califica para un Proceso Expeditivo de Conexión, la Empresa Distribuidora indicará, a través de la Respuesta a la SCR, los estudios técnicos que deberán realizarse para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y ~~de-en-la~~ transmisión zonal asociada. ~~Dichos-Estos~~ estudios no podrán exceder lo indicado en el presente título.

Los estudios técnicos para evaluar el impacto ~~que-produce~~ la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán ~~a-través-de~~ utilizando un modelo eléctrico del Alimentador, sobre la base del estado normal de operación. Este modelo, considerando-deberá considerar las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador. Además, Se modelarán los medios de generación existentes en la red ~~y~~ aquellos previstos de conectar, ~~además-de-así-como~~ los proyectos futuros en el Alimentador que informe la Empresa Distribuidora, considerando las características técnicas de dichos medios de generación. No deberán ser considerados en los estudios técnicos 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% durante el año anterior a la evaluación.

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 previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW, o si la suma de EG en el alimentador supera los 100 kW de Capacidad Instalada. Estos últimos deberán ser representados como EG equivalentes ubicados dónde se considere el escenario más exigente a efectos de la 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, y aquellos que cuenten con ICC vigente en el caso de los PMGD.

~~También~~ Asimismo, se deberá realizar el análisis descrito en el Artículo 3-34 de la presente ~~Norma Técnica~~ para ~~conocer~~ evaluar el posible impacto ~~que del el~~ PMGD ~~tendrá~~ en el sistema de transmisión zonal. En este caso, se deberán considerar todos los Alimentadores que se conectan a la misma subestación primaria, así como también un sistema equivalente que represente la modelación del sistema interconectado.

Artículo 3-25. Alimentadores de Alto Impacto

Serán considerados procesos de conexión de alto impacto cuando se cumplan las condiciones establecidas en los literales siguientes. En dichos casos, los resultados finales de los estudios deberán estar disponibles al sexto mes de comenzada la realización de los estudios, de manera que estos sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC y la elaboración del Informe de Costos de Conexión.

~~Corresponden~~ Corresponderán a procesos de conexión de alto impacto, aquellos que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- a) Correspondan a solicitudes de conexión asociadas a alimentadores de distribución que nacen de otros alimentadores propiedad de otra Empresa Distribuidora.
- b) Correspondan a solicitudes de conexión asociadas ~~en a~~ un alimentador de distribución en un par comuna-empresa, cuya clasificación corresponda a la de menor densidad de clientes, de acuerdo con lo establecido por la NTD, y ~~el cuyo~~ punto de conexión sobrepase los 15 kilómetros desde la cabecera del alimentador. Asimismo, en aquellos casos en que el Alimentador se emplace en comunas de distintas densidades de clientes, también se considerará un alimentador de alto impacto, cuando su extensión en una comuna, cuya clasificación corresponda a la de menor densidad de clientes, sea al menos el 70% del largo del Alimentador. Esto último, considerando la distancia eléctrica del grupo de conductores eléctricos desde el punto de interconexión del PMGD hasta el origen del alimentador.
- c) Exista una modificación en la topología del Alimentador u ocurra algún vencimiento o desistimiento de algún ICC precedente, ~~y~~ que no ha sido considerada de acuerdo con los escenarios de operación establecidos en el Artículo 3-27. ~~Lo anterior,~~ Esto aplicará siempre que ya se haya iniciado la etapa de revisión de los estudios técnicos.

La Empresa Distribuidora deberá informar en la respectiva respuesta a la SCR si corresponde o no a una solicitud de Alto Impacto. En caso de cumplir con los literales a) y b), se deberá identificar la causal que ha sido considerada para determinar el alto impacto de dicha solicitud. En caso de que ocurra la condición establecida en el literal c), esta deberá ser previa a la fecha establecida para la entrega de los resultados finales de los estudios técnicos de conexión.

Artículo 3-26. Factor de Diseño de las Pérdidas Eléctricas

En caso de que exista una variación de más de un 10% del factor de pérdidas de energía, debido a un aumento en las pérdidas eléctricas en el Alimentador, quién realice los estudios deberá determinar las modificaciones a la red necesarias para que el factor referido no varíe en más de un 10%, considerando el efecto de la operación del PMGD.

Los estudios de conexión deberán determinar el impacto que generen los PMGD en la conexión y operación a las redes de distribución, en las pérdidas eléctricas del Alimentador de Distribución al cual se interconecta, producto de la energía y potencia que estos inyectan. Las pérdidas eléctricas adicionales provocadas por la conexión de todos los GD conectados al alimentador, incluyendo al PMGD que está en estudio, no podrán ser superiores al 10% de la energía máxima demandada en el alimentador, en período de un año.

La verificación deberá considerar los escenarios de demanda y operación establecidos en el Artículo 3-27 de la presente Norma Técnica. A efectos del cálculo del factor de pérdidas se deben realizar flujos de potencia, de modo tal de percibir el efecto de la correlación de la demanda con la generación disponible que se encuentre en el SD bajo estudio. En los casos que la Empresa Distribuidora lo permita, se podrá reducir la cantidad de horas a evaluar, para lo cual se debe utilizar una técnica de reducción de escenarios que permitan contar con al menos veinte días representativos por año, los que contarán con su respectiva probabilidad de ocurrencia.

Las Obras Adicionales o Ajustes establecidas por factor de pérdidas, deberán ser determinadas por quien realice los estudios de conexión, considerando como criterio la minimización del costo de conexión, las cuales deberán ser consignadas en los respectivos Informes de Costos de Conexión como Obras Adicionales o Ajustes. La valorización será considerando el escenario del literal a), del numeral II., del Artículo 3-27. En caso de ser determinadas por el Interesado, o a quien este designe, deberá ser validada por la Empresa Distribuidora al momento de la revisión de los estudios técnicos.

En aquellos casos en que se modifiquen las condiciones del escenario establecido en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27, la valorización de las Obras Adicionales o Ajustes producto del factor de pérdidas se realizará al momento de la actualización del ICC, a que hace referencia el Artículo 3-42.

Artículo 3-27. Escenarios de Demanda y Operación

Para evaluar el impacto de conexión del PMGD, los estudios técnicos deberán considerar, para evaluar el impacto de conexión del PMGD, los escenarios mínimos con que contemplen los casos más exigentes que puedan ocurrir en la operación del Alimentador. Dichos Estos escenarios deberán

permitir mantener las conclusiones y resultados, ~~aun-incluso~~ cuando el ICC de un determinado proyecto PMGD asociado al mismo alimentador deje de estar vigente.

I. Escenarios de Demanda

En relación con los escenarios de demanda, ~~estos deberán considerar en~~ los estudios de flujo de potencia deberán considerar, como mínimo, los siguientes escenarios:

- a) Demanda mínima neta del Alimentador.
- b) Demanda máxima neta del Alimentador.

Para determinar la demanda mínima neta y máxima neta, se deberán considerar los niveles de demanda informados por la Empresa Distribuidora, y las posibilidades de coincidencia de los GD, en concordancia con el recurso energético primario. Lo anterior, ~~de manera de~~ permitirá evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el Alimentador y las zonas adyacentes.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos sin componente de almacenamiento, ~~se el análisis deberán~~ deberá considerar los bloques de generación y de demanda, limitando ~~el análisis de estos~~ su evaluación a las horas ~~con de~~ sol. ~~Estas Dichas horas~~ dependerán de la zona geográfica asociada al punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-18, respecto a la Hora de Salida y la Hora de Puesta del sol.

II. Escenarios de Operación

Los escenarios de operación a considerar en los estudios técnicos corresponderán, al menos, a los siguientes:

- a) El escenario base, el cual considera a todos los GD previstos a conectar asociados al alimentador donde se presentó la respectiva SCR.
- b) Un escenario de estudio propuesto por la Empresa Distribuidora, considerando el vencimiento o el desistimiento de algún ICC precedente.
- c) Un escenario de estudio propuesto por el Interesado, considerando el vencimiento o el desistimiento de algún ICC precedente.
- d) Considerando el escenario base de estudios según el literal a) del presente artículo, tal que el PMGD opera a una capacidad que no requiere de la realización de las Obras Adicionales en la red de distribución.

En caso de que en el alimentador solo existan ~~solo~~ dos PMGD con ICC vigente ~~en el Alimentador, se deberá considerar~~, para dar cumplimiento ~~de a~~ los literales b) y c), se deberá, considerar el efecto de la desconexión de cada proyecto. ~~Del mismo modo, si En caso de que existe exista~~ solo un proyecto con ICC precedente, ~~deberá considerarse solo la revisión dese analizarán únicamente~~ los escenarios establecidos en los literales a), b) y d), donde el escenario b) representará la desconexión del PMGD con ICC vigente, salvo que este esté haya sido declarado en construcción. En ~~dicho tal~~ caso, se ~~deberá~~ considerarán ~~sólo~~ los escenarios indicados en los literales a) y d) para la revisión del impacto de dicho PMGD a las redes de distribución.

Para los escenarios establecidos en los literales b) y c), se deberán considerar como conectados los proyectos que cuenten con una declaración en construcción vigente, incluyendo los proyectos que ya se encuentren conectados en el Alimentador analizado. ~~Los-Estos~~ antecedentes podrán ser consultados por el Interesado o la Empresa Distribuidora en el listado de los pProyectos declarados en construcción emitido por la Comisión.

En caso de que el PMGD requiera conectarse previo a ~~realización-ejecución~~ de sus Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes en la red de distribución, deberá considerar para su conexión el escenario señalado en el literal d), previa verificación de la Empresa Distribuidora de que se mantienen las condiciones revisadas en sus estudios técnicos, el cual deberá presentar la limitación de sus inyecciones de potencia y energía, siempre y cuando se dé estricto cumplimiento a las exigencias establecidas en al presente ~~AT~~norma técnica, y de la normativa vigente. Dicha situación deberá ser comunicada a la Empresa Distribuidora con al menos ~~una antelación de dos meses~~ previo de antelación a la notificación de conexión.

Cada escenario de conexión ~~señalado anteriormente mencionado~~ deberá incorporar las respectivas Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarios para la conexión segura del PMGD y cumplir con las exigencias relacionadas a las pérdidas, conforme lo establecido en el Artículo 3-26. Asimismo, para los escenarios de conexión se deberá ~~señalarse-indicar~~ la capacidad autorizada para cada escenario de estudios modelados, ~~debiéndose-aplicándose~~ aquel escenario que se encuentre vigente a la hora de conectar el proyecto. En el caso de los PMGD con componente de almacenamiento y con ajuste horario, deberán ser evaluados según los bloques horarios solicitados y considerados en los escenarios más exigentes de operación, estimando su impacto en coincidencia con la máxima inyección de todos los GD conectados al alimentador.

III. Evaluación de coincidencias horarias en Redes de Distribución

Aquellos PMGD con componente de almacenamiento y ajuste horario, cuya operación sea coincidente con los bloques horarios B2 (04:00-07:59) y/o B6 (20:00-23:59) de otros PMGD, se evaluarán considerando los siguientes criterios:

- a) En el caso de PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento que se encuentren en operación, se considerará como valor de inyección en el período coincidente, el máximo registrado durante los últimos doce meses del período anterior a la revisión del estudio, conforme a los registros disponibles del PMGD.
- b) En el caso de PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, se deberá utilizar el perfil de generación declarado en la respectiva SCR, considerando como referencia la potencia máxima proyectada en los bloques coincidentes.
- c) En el caso del literal b), si el PMGD se encuentra limitado en su capacidad de inyección, se considerará la máxima generación proyectada en su perfil para el bloque horario coincidente, ajustada a la capacidad de inyección autorizada.

- d) En todos los casos anteriores, se aplicará un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad de suministro. Este margen no podrá exceder la capacidad de inyección autorizada para el PMGD en su respectivo ICC.
- e) En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD fotovoltaico sin componente de almacenamiento presenten inconsistencias evidentes, el Interesado podrá estimar su capacidad máxima de generación utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada y configuración tecnológica. Para ello, se podrán utilizar perfiles de generación de otros proyectos fotovoltaicos en operación en la misma zona geográfica y que operen bajo condiciones técnicas similares.
- f) Las nuevas solicitudes de conexión de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que presenten coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6 deberán evaluar dicha coincidencia, a fin de determinar si se requieren ejecutar obras adicionales, adecuaciones o ajustes en la red de distribución. No obstante, estos proyectos podrán incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencia con el objetivo de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal. Estas medidas deberán ser revisadas y coordinadas con la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC.
- g) Para los PMGD fotovoltaicos con componente de almacenamiento sin restricción horaria, así como para el resto de las tecnologías de generación, se considerará la máxima capacidad de inyección consignada en su ICC.

Artículo 3-28. Modelamiento y Ajuste de Variables Eléctricas

El modelo eléctrico del alimentador de distribución deberá considerar las características técnicas de las componentes que forman parte del sistema, su topología, así como el uso de los nodos eléctricos para un mejor modelamiento. ~~Deberá comprender e~~ Como mínimo, deberá considerar los tramos de conductores, equipos de maniobra, equipos de protección, equipos compensadores de reactivos, equipos reguladores de tensión y autotransformadores, indicando su estado de operación y ajuste de parámetros.

~~Por otra parte, l~~ Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde se ubican existen los transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. La Empresa Distribuidora podrá considerar para el prorratio de la demanda los registros de medida tomados en los equipos de medida ubicados a lo largo del Alimentador, identificando claramente la ubicación de cada equipo de medida ~~considerado~~ y detallando el código único de distribución considerado por la distribuidora en su respectiva Plataforma de Información Pública. En ~~dichos-estos~~ casos, se deberá entregar la data de los registros en coherencia y sincronizado con los de demanda en cabecera del Alimentador, para la misma ventana de tiempo establecida en el literal xxii. del Artículo 2-3. ~~Solo-Si en caso de que~~ no se cuenta-dispone con-de dicha información, se adoptarán supuestos que sean coherentes con lo

establecido en la normativa vigente, situación que deberá ser reflejada en los informes, con la debida justificación del caso.

El ajuste de la demanda en el modelo eléctrico del alimentador deberá ser consistente con el registro de medidas disponible en estado estacionario, con una ventana de inspección de, al menos, dos años contados a partir de la respuesta a la SCR. Se dDeberán ser filtradas-filtrar de las mediciones todos los valores correspondientes a cambios topológicos transitorios, contingencias o eventos que impactaron en la operación normal del alimentador.

Para el modelamiento de la red, deberá considerarse al menos el transformador primario de distribución y sus zonas adyacentes.

Particularmente, para el análisis de la tensión y establecimiento de la demanda del Alimentador, se deberán considerar los siguientes aspectos:

- i. La tensión en la cabecera del Alimentador corresponderá a aquella publicada de acuerdo con lo señalado en el Artículo 2-9 de la presente Norma Técnica. En caso de que no se cuente con la información del nivel de tensión en cabecera del Alimentador, se supondrá un valor que dé cumplimiento a los rangos normativos señalados anteriormente.
- ii. La demanda eléctrica del alimentador corresponderá a los valores de mínimo y máximo registrados, los cuales deberán ser seleccionados mediante el cálculo del percentil de los datos procesados, considerando para las mediciones las condiciones normales de operación de la red. La demanda mínima del alimentador corresponderá al percentil 2%, mientras que la demanda máxima corresponderá al percentil 98%.

En particular, en el caso de proyectos fotovoltaicos sin componente de almacenamiento, se deberá incorporar un criterio de coincidencia con los periodos de máxima generación informados mediante la SCR.

En el caso de no tener registros de mediciones disponibles, se deberán asumir supuestos coherentes con los criterios de calidad de productos indicados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Artículo 3-29. PMGD con Componente de Almacenamiento

Los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento, a efecto de la revisión de su impacto en los sistemas de distribución, deberán considerar los escenarios más exigentes a los que se verá sometido la operación del PMGD. Esto, considerando los niveles de demanda informados por las Empresas Distribuidoras en condiciones normales de operación, las posibilidades de coincidencia con los GD con y sin componente de almacenamiento previstos a conectar, y sin considerar la restricción horaria de generación. Sin perjuicio de lo anterior, en aquellos casos en que estos sistemas puedan restringir sus horarios de inyección, para aminorar su impacto en las redes de distribución, deberán señalar explícitamente en su SCR los bloques horarios de generación inyección del sistema de almacenamiento, e implementar los automatismos y sistemas de

monitoreo necesario para limitar sus inyecciones, en caso de que corresponda, en conformidad con la normativa vigente. —Todos los antecedentes asociados a los estudios técnicos, así como, las condiciones y limitaciones deberán quedar consignadas en el respectivo ICC. La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC.

En aquellos casos en que un PMGD en operación, con ICC vigente o con SCR declarada admisible requiera incluir una componente de almacenamiento, deberá ingresar una nueva SCR para revisar el impacto a la red asociada, con objeto de identificar si existe alguna modificación de las condiciones previas a las establecidas en sus estudios, y dar cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Si la empresa durante la revisión de los estudios preliminares detectase que la conexión, incluyendo la componente de almacenamiento, no modifican las condiciones establecidas, por cuanto no incluyan la realización de Obras Adicionales o Adecuaciones, la Empresa Distribuidora deberá entregar en la revisión de los resultados preliminares y el respectivo Informe de Criterios de Conexión. Este dará cuenta del cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio, en un plazo máximo de dos meses desde que éstos les fuesen comunicados. En caso contrario, deberá ceñirse el procedimiento tal como lo establece la reglamentación vigente. Una vez emitido el ICC actualizado, deberá ser comunicado a todos Interesados ubicados en la zona adyacente asociada al punto de conexión del PMGD que cuenten con una SCR o ICC vigente, o se encuentren en operación, dentro del plazo de cinco días desde la emisión de dicho ICC.

Artículo 3-30. Niveles de carga del Alimentador

La capacidad de diseño del Alimentador corresponde a la corriente máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución en ~~el su~~ origen ~~de esta~~ sin superar sus límites térmicos. El límite térmico deberá ser definido por la Empresa Distribuidora en concordancia con las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento y la disposición de los conductores del Alimentador analizado. Dichos elementos deberán ser consistentes con aquellos criterios establecidos en los pliegos técnicos, aprobados por la Superintendencia, a que se refiere el Decreto 109, que aprueba Reglamento de Seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, del Ministerio de Energía, de 2018, o el que lo reemplace.

Asimismo, ~~S~~se entenderá por capacidad de diseño de los equipos existentes en la red a las capacidades máximas definidas por el fabricante y validadas por la Empresa Distribuidora, ~~este,~~ ~~en~~bajo condiciones normales de operación.

El límite de carga de los elementos de la red no deberá superar, en ningún caso, la capacidad de diseño de los mismos.

Artículo 3-31. Estudios de Flujos de Potencia en Sistema de Distribución

El Estudio de Flujos de Potencia tendrá por objetivo verificar que la conexión del PMGD, considerando sus inyecciones de potencia activa y reactiva ($-0,96 \leq FP \leq 0,95$), cumpla con las exigencias técnicas establecidas en la presente ~~NT-norma técnica~~ y en la normativa vigente.

El estudio de flujos de potencia deberá revisar el cumplimiento de las siguientes exigencias:

- a) Las tensiones del lado MT de los nodos del Alimentador de distribución se encuentren, para el estado normal de operación, dentro de los rangos establecidos en la NTD⁷ o el que la reemplace, según los índices de densidad de red existentes;
- b) El impacto de los PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 9-2 ~~Artículo 7-23~~ de la presente ~~NT~~ norma técnica; y,
- c) Los niveles de carga causados por las inyecciones en los componentes del Alimentador de distribución no superen el nivel de carga establecido en el Artículo 3-30.

En caso de que el estudio entregue como resultado que no se cumple con lo indicado en el literal a), se deberán analizar las opciones más eficientes que evitaría dicha situación, entre las que se deberán considerar, al menos, la modificación del factor de potencia del generador y el ajuste de reguladores de tensión en el Sistema de Distribución. Adicionalmente, se podrá solicitar a la empresa transmisora propietaria de las instalaciones el análisis de la modificación del CTBC del transformador primario.

El Estudio de Flujos de Potencia deberá contener, al menos, las siguientes secciones:

- a) Resumen ejecutivo con los resultados finales;
- b) Descripción del Sistema de Generación (Conexión y Operación);
- c) Revisión de las condiciones del alimentador previo a la conexión del PMGD;
- d) Revisión de las variables eléctricas considerando la conexión del PMGD en análisis;
- e) Impacto en el sistema de transmisión y limitación de la inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión, si corresponde;
- f) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarios para normalizar las instalaciones de distribución en caso de evidenciar consideraciones previas a la conexión del PMGD en estudio, las cuales deberán ser a costos de la Empresa Distribuidora; y,
- g) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD en análisis, acompañada con el (los) plano(s) de ubicación georreferenciada de los componentes a reemplazar o modificar. Lo anterior, considerando la capacidad máxima de inyección del proyecto PMGD a conectar, solicitada en la respectiva SCR. Cabe señalar que, en aquellos casos en que exista una limitación señalada en el literal e), se debe indicar explícitamente si dicho listado de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes corresponden a la condición de capacidad máxima de inyección o a la condición limitada.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia podrá establecer los formatos del modelo de los estudios técnicos de conexión y antecedentes necesarios para una adecuada revisión de los estudios de Impacto Sistémico.

Artículo 3-32. Estudio de Cortocircuitos

El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador. 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.

En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de Obras Adicionales. En caso contrario, **en el estudio se deberán** indicar los ajustes y/o modificaciones necesarias para no sobrepasar el criterio de capacidad de ruptura de los equipos involucrados producto la conexión del PMGD.

Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar los criterios de cálculo establecidos en el anexo técnico de cálculo de nivel máximo de cortocircuito de la NTSyCS, o el que lo reemplace. Los cortocircuitos ~~para~~ modelar serán de tipo trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra, considerando, al menos, los nodos correspondientes a la cabecera del Alimentador de distribución, el punto de conexión solicitado, aguas abajo de las protecciones RI de los PMGD con ICC vigente o conectados, y en todos los reconectores de línea conectados en el Alimentador.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de que el estudio de cortocircuito demuestre que en el escenario de conexión individualizado en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27 **no se deben** realizar Obras Adicionales, producto de sobrepasar los límites de seguridad definidos en el presente artículo, **no será necesario** a la evaluación de otros escenarios de conexión para esta exigencia.

Los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito deberán ser utilizados para efectuar el ajuste y coordinación de las protecciones, descrito en el Artículo 3-33.

Artículo 3-33. Estudio de Coordinación de Protecciones

El estudio 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 todas las protecciones existentes asociado al Alimentador donde se conecta y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

El modelo eléctrico ~~para utilizar en el marco de~~ **utilizado en el** estudio de coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito. **Este modelo deberá** incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

~~Para este~~ **El estudio se deberá** 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. ~~Asimismo~~ **Además,** en caso de existir impedancias asociadas a neutros de ~~los~~ transformadores, estas **deberán** ~~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, bifásicos a tierra y entre fases.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- a) Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.
- b) 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.
- c) Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.
- d) 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.

La Empresa Distribuidora deberá definir en el “formulario de respuesta de la SCR”, los tipos de falla y las impedancias asociadas a evaluar en el estudio de protecciones respectivo. También, podrá definir eventuales puntos de falla 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. Sin embargo, podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms, siempre y cuando que no se afecte la selectividad en el despeje de fallas, conforme a la estrategia de operación aplicada por la Empresa Distribuidora en el alimentador. Esto podrá integrando ajustes a las protecciones, tales como direccionalidad de flujo o secuencias de operación.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el Capítulo 7 de la presente Norma técnica respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla.

Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, se incluirán, en el estudio de protecciones deberá incluir, las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de la subestación primaria.

Por ultimo, El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso de que algún PMGD precedente se le venza o desista de su ICC.

Artículo 3-32. Artículo 3-34. Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal

En caso de que el estudio indicado en el Artículo 3-31 artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en el transformador de la subestación primaria de distribución, se deberá extender el análisis de los impactos a los demás Alimentadores existentes de en la subestación primaria, y a

las redes de transmisión zonal. Para ello, el análisis deberá considerar la operación normal de los transformadores de poder de la subestación primaria.

Este análisis tendrá dos niveles: el primer nivel determina 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 verifica si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.

Para el desarrollo de este análisis, se deberá seguir el procedimiento descrito en el esquema siguiente:

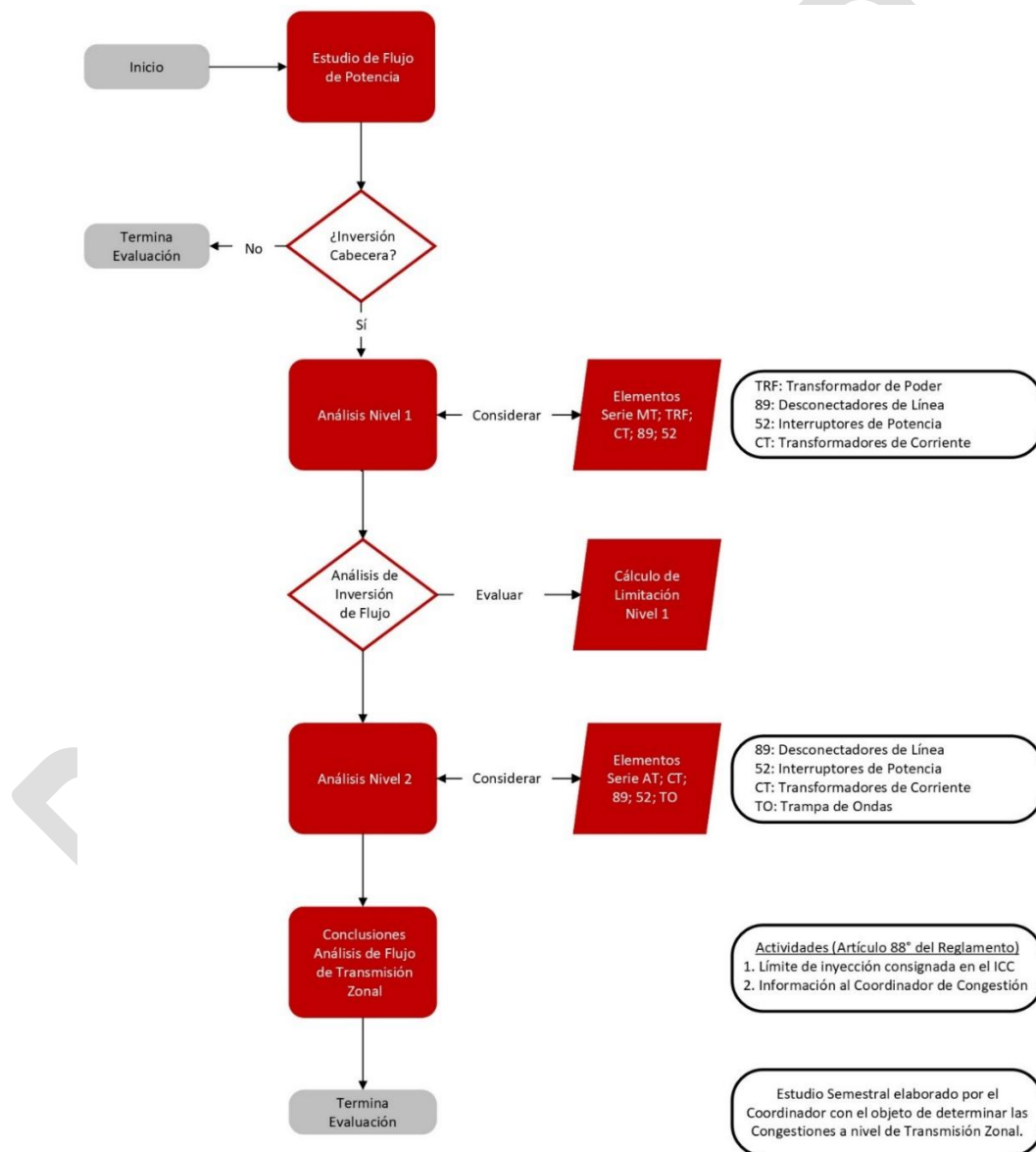


Figura 1: Análisis de impacto en Transmisión Zonal.

El análisis a nivel de transmisión zonal consiste en determinar la potencia y el nivel de carga de los componentes, según los horarios previstos y condiciones de generación. Este análisis se desarrollará

para los 2 niveles ~~de análisis~~ indicados en el inciso anterior, el que se basará en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)_{noche}^i \geq \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NSn} + \sum PMGD_{SCAj} + PMGD_{Interesado} \right)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i \geq \sum Dmin_{dia} - \left(\sum PMGD_k + PMGD_{Interesado} \right) - PMGD_{\bar{k}}$$

Donde,

- $P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $Dmin_{noche}$: Demanda mínima, 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.
- $Dmin_{dia}$: Demanda mínima, 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.
- $PMGD_{NSn}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{SCAj}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_k$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD k , conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $PMGD_{Interesado}$: Potencia máxima a inyectar por el PMGD interesado en conectarse al Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

Las horas con sol y sin sol corresponderán a las que dispuestas en el Artículo 3-18 de la presente NTnorma técnica.

En el caso del PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario, conforme a los establecido en el Artículo 1-11, el análisis deberá considerar la potencia máxima de inyección y los bloques horarios solicitados en su SCR, en consistencia con el régimen de horarios diurno o nocturno según la clasificación en la Tabla 1. Para lo anterior, las fórmulas señaladas deberán ser evaluadas en los bloques de inyección solicitados. En situaciones sin coincidencias horarias, se aplica la formula general definida para el análisis diurno y nocturno del presente artículo.

Adicionalmente, en aquellos casos en que el PMGD en análisis tenga influencia en el horario nocturno y se verifique coincidencia horaria con proyectos que operen bajo esquemas de restricción de inyección en el bloque B2 (04:00–07:59 horas), en el bloque B6 (20:00–23:59 horas), o en ambos, el análisis nocturno deberá extenderse obligatoriamente a los respectivos bloques de coincidencia. En tal situación, el análisis de coincidencia debe considerar la máxima inyección registrada o prevista, incrementada con un factor de seguridad del 20%, conforme a lo señalado en el Artículo 3-27.

Asimismo, los PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento, que se ubiquen en zonas donde existan proyectos con componente de almacenamiento —con o sin restricción horaria—, deberán evaluar también los bloques B2 y/o B6 coincidentes, con el objeto de determinar adecuadamente el impacto total en las redes de distribución y en el sistema de transmisión zonal ante la inyección en dichos bloques horarios, sin embargo, dicha evaluación no afectará su revisión en el escenario diurno de inyección.

En consecuencia, todo PMGD que tenga una coincidencia parcial o total con los bloques horarios B2 o B6, deberá considerar en el análisis de transmisión zonal esta condición, evaluando las inyecciones coincidentes de generación con proyectos fotovoltaicos en dichos bloques. Para ello, deberá aplicar la fórmula correspondiente al análisis nocturno de transmisión zonal considerando, además, los bloques horarios de coincidencia, según corresponda.

En caso de que los estudios de conexión del PMGD en análisis identifiquen coincidencia de generación con otros PMGD fotovoltaicos que cuenten con un ICC vigente o se encuentren en operación, en los bloques B2 y/o B6, deberá aplicarse la siguiente fórmula:

$$P(TxZ)_{Bloque\ k}^i \geq \sum Dmin_{Bloque\ k} - \left(\sum PMGD_{NSn} + \sum PMGD_{SCAj} + \sum PMGD_{SBloque\ k} \right)$$

Donde,

- $P(TxZ)_{Bloque\ k}^i$: Potencia nominal, en el bloque B2 o B6 según corresponda, del elemento de menor capacidad de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD Interesado en la conexión.
- $PMGD_{SBloque\ k}$: Potencia máxima registrada o proyectada por un PMGD fotovoltaico sin componente de almacenamiento, en los bloques B2 o B6 según corresponda, conectado o con ICC vigente en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel, considerando el margen de seguridad de un 20 % del valor registrado o proyectado, de acuerdo con las consideraciones indicadas en el Artículo 3-27.
- $PMGD_{NSn}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n , incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

- $PMGD_{S CAj}$: Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar_j, considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.
- $Dmin_{Bloque k}$: Demanda mínima, en el bloque B2 o B6 según corresponda, 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.
- k : Corresponde al Bloque horario B2 o B6.

En conclusión, cuando se detecten coincidencias horarias con proyectos que operen en los bloques B2 o B6, se deberá aplicar la fórmula ajustada en el presente artículo, considerando los valores de inyección coincidente en dichos bloques, más el margen de seguridad del 20 %.

En el caso de que alguno de estos valores calculados $P(TxZ)_{noche}^i$, $P(TxZ)_{dia}^i$ o $P(TxZ)_{Bloque k}^i$ excedan la capacidad máxima de alguno de los elementos de menor capacidad del Sistema de Transmisión Zonal, en cualquiera de los dos niveles, se entenderá que existe una congestión en Transmisión Zonal y, por tanto, se deberán aplicar las medidas correspondientes al PMGD en estudio, conforme a lo establecido en el Artículo 3-35 de la presente norma técnica.

Artículo 3-35. Advertencia de posible congestión en Transmisión Zonal

En caso de que las etapas revisadas, señaladas anteriormente, advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal, ya sea en los elementos serie conectados a la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, o bien aguas arriba de esta, la capacidad de inyección del PMGD deberá ser limitada para ~~no provocar~~evitar dicha congestión. ~~Dicha~~Esta restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión y operación del PMGD en la red de distribución.

En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente ~~dentro de~~en un plazo de 20 días luego de publicada la resolución de declaración en construcción correspondiente.

Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá informar, en conformidad con los antecedentes publicados por el Coordinador, los casos en que exista inyección proveniente de centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión zonal, y que pudieran provocar limitaciones operativas de inyección del PMGD. ~~Dicha~~Esta información deberá ser indicada en el respectivo ICC.

~~Artículo 3-33~~ Artículo 1-1. Estudio de Cortocircuitos

~~El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador. 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.~~

~~En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de Obras Adicionales. En caso contrario, deberá indicar los ajustes y/o modificaciones necesarias para no sobrepasar el criterio de capacidad de ruptura de los equipos involucrados producto la conexión del PMGD.~~

~~Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar los criterios de cálculo establecidos en el anexo técnico de cálculo de nivel máximo de cortocircuito de la NTSyCS, o el que lo reemplace. Los cortocircuitos para modelar serán de tipo trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra, considerando, al menos, los nodos correspondientes a la cabecera del Alimentador de distribución, el punto de conexión solicitado, aguas abajo de las protecciones RI de los PMGD con ICC vigente o conectados, y en todos los reconectores de línea conectados en el Alimentador.~~

~~Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de que el estudio de cortocircuito demuestre que en el escenario de conexión individualizado en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27 no se deben realizar Obras Adicionales, producto de sobrepasar los límites de seguridad definidos en el presente artículo, no será necesario la evaluación de otros escenarios de conexión para esta exigencia.~~

~~Los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito deberán ser utilizados para efectuar el ajuste y coordinación de las protecciones descrito en el Artículo 3-34.~~

~~Artículo 3-34~~ Artículo 1-1. ~~Estudio de Coordinación de Protecciones~~

~~El estudio 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 todas las protecciones existentes asociado al Alimentador donde se conecta y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.~~

~~El modelo eléctrico para utilizar en el marco del estudio coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.~~

~~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. Asimismo, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de transformadores, estas 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, bifásicos a tierra y entre fases.~~

~~Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:~~

- ~~a) Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.~~
- ~~b) 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.~~
- ~~c) Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.~~
- ~~d) 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.~~

~~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, conforme a la estrategia de operación aplicada por la Empresa Distribuidora en el alimentador, integrando ajustes a las protecciones tales como direccionalidad de flujo o secuencias de operación.~~

~~Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el Capítulo 7 de la presente NT respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti- isla.~~

~~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.~~

~~El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso de que algún PMGD precedente se le venza o desista de su ICC.~~

Título 3-5 Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares

Artículo 3-35. Artículo 3-36. Limitación de inyecciones del PMGD

En el caso que los estudios sistémicos determinen que un PMGD, que se conecta a un Alimentador abastecido directamente de transformadores de Servicios Auxiliares de centrales generadoras, ~~invierta~~ invierte flujo a través de dicha instalación, la Empresa Distribuidora deberá notificar al propietario de la instalación para que ~~pueda este evalúe analizar~~ el impacto que tiene dicha inversión de flujo en sus instalaciones. Esta comunicación debe realizarse ~~con~~ mediante el Formulario de primera revisión de los estudios y detendrá el proceso hasta que el propietario de los Servicios auxiliares o el coordinador, según corresponda, emita su respuesta.

El propietario de dicha central podrá limitar las inyecciones de él o los PMGD conectados al Alimentador, siempre y cuando la inversión de flujos hacia la central de generación pueda afectar la continuidad del servicio de esta. Para ello, el propietario de la central generadora deberá solicitar autorización al Coordinador, presentando un informe que justifique la limitación de las inyecciones de él o los PMGD, en conjunto con los antecedentes que respalden su evaluación. Esta solicitud debe presentarse en un plazo no mayor a 15 días desde verificada la notificación. El Coordinador tendrá 15 días para responder al requerimiento. Además, E el Coordinador enviará el informe a los PMGD que podrían verse limitados, quienes podrán emitir sus observaciones, según dentro de los plazos que estipule estipulados por el Coordinador, los cuales no podrán ser menores a 5 días.

Si el Coordinador autoriza al propietario de la central a limitar las inyecciones del o los PMGD, ~~tal para evitar que no se la invierta inversión el de~~ flujo hacia los Servicios Auxiliares, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios para limitar sus inyecciones. La operación de dichos automatismos no deberá poner en riesgo la continuidad de suministro de los consumos del Alimentador en cuestión.

Título 3-6 Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión

Artículo 3-36. Artículo 3-37. Generalidades

La Empresa Distribuidora elaborará El Informe de Criterios de Conexión y el Informe de Costos de Conexión ~~deben ser realizados por la Empresa Distribuidora, los cuales deben~~ considerando todos los escenarios establecidos en el Artículo 3-27. y Ambos informes deben ser entregados una vez concluida la etapa de entrega de los resultados finales de estudios de conexión, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento.

Asimismo, El estudio de costos de conexión ~~también~~ deberá ser realizado incluso en el caso de que el PMGD del Interesado haya sido calificado como un Proceso de Conexión Expositivo. Para estos casos, se incorporarán solamente los costos de las adecuaciones o ajustes necesarios para la implementación de la instalación de conexión.

Artículo 3-37. Artículo 3-38. Informe de Criterios de Conexión

La Empresa Distribuidora deberá ~~de~~ emitir el Informe de Criterios de Conexión dentro del plazo establecido en el Reglamento ~~el Informe de Criterios de Conexión, Este informe el que~~ deberá presentar las conclusiones y resultados de los respectivos estudios de conexión para la conexión segura del sistema de generación. Dicho informe deberá contener, al menos, las siguientes secciones:

- a) Descripción del sistema de generación;
- b) Identificación de la zona de emplazamiento del PMGD y los predios asociados;
- c) Detalle de los equipos de protección asociados al punto de conexión a la red;
- d) Detalle del Punto de Conexión y las Adecuaciones necesarias para la conexión;

- e) Catastro trámites asociados a la construcción de las posibles obras adicionales y adecuaciones, detallando plazo de ingreso a evaluación si correspondiese;
- f) Resumen de los estudios técnicos, para todos los escenarios del Artículo 3-27, que justifican el desarrollo de obras adicionales;
- g) Obras Adicionales consideradas para la conexión de los PMGD con ICC aprobado;
- h) Obras Adicionales proyectadas según los escenarios establecidos en el Artículo 3-27, según corresponda; y,
- i) Detalle de los requisitos técnicos necesarios para implementar el monitoreo y control del PMGD. Considerando las características técnicas de los sistemas de comunicación para la interrogación de los parámetros eléctricos y la actuación del Interruptor de Acoplamiento de la Instalación de Conexión, definido en el Artículo 7-7;
- j) Validación de la aplicación de los estándares de diseño y constructivos de la red de distribución de la Empresa Distribuidora, conforme a lo dispuesto en el Artículo 2-4.
- h)k) Condiciones de operación del PMGD con componente de almacenamiento según los bloques horarios consignados, cuando corresponda; y,
- i)l) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda.

~~Artículo 3-38.~~ Artículo 3-39. **Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes**

Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, cuando corresponda. ~~Este contrato el cual~~ deberá contener, al menos, los siguientes elementos:

- a) Identificación de las partes, esto es, el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora;
- b) Detalle de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes y los costos asociados según lo consignado en el respectivo ICC e Informe de Costos de Conexión;
- b)c) Referenciar formalmente la aplicación de los estándares de diseño y constructivos que fueron validados en el ICC;
- e)d) Etapas con los plazos de ejecución asociadas a cada una de estas, las cuales deberán contener al menos las etapas consideradas en el cronograma de ejecución de las obras adicionales según lo establecido en el Artículo 3-41;
- d)e) Condiciones o alternativas de pago de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, señalando los hitos y montos asociados a cada una de las cuotas de pago, los cuales podrán ser determinados de acuerdo con el avance del proyecto, de común acuerdo con el PMGD;

- e)f) Plazo estimado de inicio y término de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes;
- f)g) Causales de término anticipado o resolución del contrato, así como medidas compensatorias en caso de incumplimiento, en caso de ser requeridas, de común acuerdo entre las partes;
- g)h) Acuerdos de la operación del PMGD, ya sea la limitación de potencia horaria o para la entrega de servicios pactados con la empresa distribuidora;
- h)i) Vigencia del contrato; y,
- i)j) Medios de comunicación acordados.

Los plazos considerados para la ~~realización-ejecución~~ de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes serán los establecidos en el respectivo cronograma de ejecución de obras, y comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC y la firma del contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes por parte del Interesado.

Las condiciones de pago de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberán ser acordadas entre las partes previo a la Puesta en Servicio del PMGD, y cuyos hitos de pago deberán quedar establecidos en el respectivo contrato.

La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo. Se podrá presentar una controversia, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 5 de la presente Norma Técnica, en caso de existir un incumplimiento del Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Artículo 3-40. Convenio de operación

Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Convenio de Operación, cuando corresponda, el cual deberá contener, al menos:

- i. Identificación del propietario u operador del PMGD;
- ii. Contacto actualizado del operador del PMGD;
- iii. Condiciones de operación del PMGD;
- iv. Medios de comunicación acordados;
- v. Procedimiento para trabajos programados;
- vi. Procedimiento para ejecutar una reconexión; y,
- vii. Procedimiento para ejecutar plan de mantenimiento.

El Convenio de Operación deberá mantenerse en forma pública y no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria.

La Superintendencia podrá, en el ámbito de sus facultades, fiscalizar que el convenio en cuestión sea uniforme y no discriminatorio para cada PMGD.

Artículo 3-39. Artículo 3-41. Plazos máximos y cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes

La Empresa Distribuidora y el Interesado deberán acordar, de común acuerdo, los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes. ~~Dichos plazos los que~~ deberán quedar consignados en el respectivo ICC y el Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, descrito en el Artículo 3-39 de la presente ~~NT~~ norma técnica.

El cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberá contener, al menos, las principales etapas de ejecución de las obras adicionales, con el objeto de que el Interesado pueda hacer seguimiento del desarrollo de estas.

Asimismo, ~~El~~ cronograma de ejecución señalado deberá incluir, cuando corresponda, al menos, las siguientes etapas:

- a) Ingreso de permisos sectoriales y de vialidad;
- b) Compra y adquisición de Equipos Mayores de distribución;
- c) Plazos estimados para la realización de ajustes de distribución;
- d) Plazos de implementación de Equipamientos o Elementos Mayores de distribución;
- e) Implementación de Adecuaciones; y,
- f) Plazos estimados para la realización de refuerzos o recambios en la Red de Distribución, de acuerdo con el Plan de Maniobras definido.

Los plazos máximos de ejecución para cada una de las etapas contenidas en el respectivo cronograma deberán considerar lo siguiente:

Tabla 4 Plazos Máximos

Tipo de obra	Plazo Máximo
Obras adicionales de refuerzo de red con densidad media o alta, o de similares características, según lo establecido en la NTD vigente	1,2 km/mes
Obras adicionales de refuerzo de red con densidad baja o muy baja, o de similares características, según lo establecido en la NTD vigente	0,8 km/mes
Implementación de Elementos Mayores en la red	1 mes
Compra y Adquisición de Equipamientos Mayores	8 meses
Adecuaciones	1 mes
Ajustes en distribución	1 mes
Ingreso de permisos sectoriales y de vialidad	3 mes

Solo en casos excepcionales y por impedimentos ajenos a la Empresa Distribuidora, debidamente justificados, se podrán extender los plazos establecidos en el presente artículo, de común acuerdo entre las partes. Dichas modificaciones deberán ser incluidas en el Contrato para la realización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de no llegar a acuerdo las partes, podrán recurrir a la Superintendencia mediante la correspondiente controversia a que se refiere el Capítulo 5 de la presente Norma Técnica.

Con el objeto de dar transparencia del proceso de conexión, la Empresa Distribuidora deberá incluir, junto al ICC, ~~el~~ un catastro estimado de propietarios que requieren la adecuación o tramitación de Servidumbres, cuando fuere pertinente. Este listado deberá ser actualizado conforme sean comunicados los propietarios de los terrenos correspondientes, incluyendo el detalle que fuese pertinente.

Las desconexiones programadas para la implementación de las Obras Adicionales de PMGD no deberán exceder el límite máximo establecido en la NTD.

La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podrá fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

~~Artículo 3-40.~~ Artículo 3-42. Actualización del ICC e Informe de Costos de Conexión

La Empresa Distribuidora deberá comunicar al Interesado la necesidad de actualizar el ICC y los costos de conexión cuando, entre la emisión del ICC y la entrada en operación del Proyecto, a algún PMGD precedente se le venza o desista de su ICC, o bien, cuando exista un cambio relevante en su ICC producto de alguna exigencia establecida por la autoridad sectorial. Lo anterior, deberá ser comunicado a través del medio acordado, en un plazo no superior a 10 días desde el vencimiento o desistimiento del ICC precedente. Además, Se deberá señalar si se requiere de la reevaluación de los estudios técnicos, esto, siempre que el escenario actual de conexión no se encuentre previsto dentro de los escenarios considerados en el ICC.

En caso de que el escenario de operación actual se encuentre dentro de los escenarios establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27, la ~~E~~ Empresa ~~d~~ Distribuidora deberá presentar la actualización del ICC en un plazo no mayor a un mes contado desde la comunicación del vencimiento o desistimiento del ICC precedente.

En caso de que el escenario de operación actual no se encuentre previsto dentro de los escenarios establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27, la Empresa Distribuidora o el Interesado, siempre que haya realizado los estudios técnicos previos, deberá presentar una actualización de los estudios técnicos en un plazo no superior a 30 días desde la comunicación de la necesidad de actualización de los estudios y de los costos de conexión. La Empresa Distribuidora o el Interesado, según corresponda, deberá ~~realizar la revisión de dichos~~ revisar estos estudios en un plazo máximo de 10 días a partir de que éstos fuesen comunicados, debiendo remitir, a quien corresponda, en el mismo plazo, las observaciones a la actualización de los estudios de conexión. En cualquier caso, los plazos

para la actualización de los estudios técnicos y costos de conexión no podrán exceder el plazo de 3 meses desde el vencimiento o desistimiento del ICC precedente.

En todos los casos de reevaluación deberá considerar los escenarios de operación establecidos en el numeral II., del Artículo 3-27 de la presente NT, de acuerdo con las condiciones vigentes en el Alimentador.

No se podrán actualizar las condiciones presentadas en el ICC e Informe de Costos de Conexión como consecuencia de otras causales no señaladas en el presente artículo. No obstante, en casos detallados y fundamentados, se podrán incorporar modificaciones al Informe de Costos de Conexión, y el Cronograma de Ejecución de Obras, en de común acuerdo entre las partes, cuando una autoridad sectorial requiera modificaciones a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes originalmente especificadas. En el caso de no existir acuerdo respecto del replanteamiento, se podrá presentar una controversia conforme al Capítulo 5 de la presente Norma Técnica.

En aquellos casos en que el Coordinador comunique a la Empresa Distribuidora y el PMGD el levantamiento de la restricción señalada en el Artículo 3-50, esta condición de operación deberá ser anexada al respectivo ICC. Además, cuando corresponda, se deberán actualizar las condiciones de operación del PMGD en el Convenio de Operación asociadas al levantamiento de la restricción.

Título 3-7 Determinación de los Costos de Conexión

Artículo 3-41. Artículo 3-43. Generalidades

El Informe de Costos de Conexión debe ser realizado por la Empresa Distribuidora. ~~Dicho~~ Este informe no se realizará en caso de que el PMGD del Interesado haya sido calificado para un proceso de conexión expeditivo y que no requiera ajustes ni adecuaciones en las instalaciones de la Empresa Distribuidora al momento de su conexión.

El Informe de Costos de Conexión del PMGD deberá considerar el costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, que correspondan, y que sean necesarios para permitir la conexión del PMGD, los que deberán ser justificados por la Empresa Distribuidora. Para dichos efectos, se considerará tanto los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión, como los ahorros y costos en el resto de en la red de distribución producto de la operación de los PMGD. Estos se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en la Zona Adyacente al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros generados por la operación del PMGD respectivo.

El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora.

Los costos de red pertinentes a que se refiere el presente artículo se determinarán en base a los estándares constructivos a que se refiere el Artículo 2-4 de la presente ~~NT~~ norma técnica.

La Empresa Distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD y los costos por operación del PMGD correspondiente son mayores a los ahorros asociados a la operación de éste, mediante el informe de costos de conexión señalado en el presente artículo. En caso contrario, los costos de conexión indicados en el inciso segundo del presente artículo serán improcedentes y, en caso de haberse verificado el cobro de este, la Empresa Distribuidora deberá efectuar su devolución, dentro de los diez días siguientes a la verificación del cobro.

Para la determinación del costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, la Empresa Distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento, exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas de sus instalaciones de distribución, sin considerar la existencia del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación del mismo, esto es, lo que se denomina “Costo de Red sin PMGD”. Este análisis se realizará para un periodo igual a 10 años, utilizando la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182° bis de la Ley, a partir del año siguiente al que se está analizando la SCR. Se deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y, en el caso de las inversiones, las necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa vigente. Además, la Empresa Distribuidora deberá presentar evidencia de los niveles de carga y niveles de tensión de, al menos, tres años del período de evaluación del Alimentador, incluyendo el último año de evaluación.

Una vez determinado el Costo de Red sin PMGD, la Empresa Distribuidora deberá estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento, exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas de sus instalaciones de distribución, considerando la existencia del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación, esto es, lo que se denomina “Costo de Red con PMGD”. Este análisis se realizará para el mismo periodo señalado en el inciso anterior. Se deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y, en el caso de las inversiones, las necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa vigente. La Empresa Distribuidora deberá presentar evidencia de los niveles de carga y niveles de tensión, de al menos tres años del período de evaluación del Alimentador, incluyendo el último año de evaluación.

El costo final de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes para la conexión del PMGD corresponderá a la diferencia, ~~en valor presente,~~ entre el Costo de Red con PMGD y el Costo de Red sin PMGD, en valor presente.

Con todo, el Informe de Costos de Conexión sólo deberá considerar aquellos costos inherentes a la conexión solicitada y deberán ser debidamente justificados por la Empresa Distribuidora.

Si como resultado del informe de costos de conexión al que se refiere el presente artículo, se estableciera que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la Empresa Distribuidora deberá proponer al Interesado alternativas para el pago de los costos de conexión. Asimismo Además, indicará el detalle de dichos costos y el los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas.

El Informe de Costos de Conexión deberá considerar los mismos escenarios que hayan sido utilizados en los estudios de conexión a los que hace referencia el Artículo 3-27 de la presente norma técnica. ~~Dichos~~ Estos escenarios, con sus respectivas Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, así como las demás condiciones que deben ser valorizadas, deberán ser indicadas en dicho Informe. Sin embargo, a efectos de la valorización, serán consideradas aquellas indicadas en el escenario del literal a), del numeral II., del Artículo 3-27.

En aquellos casos en que se modifiquen las condiciones del escenario establecido en el literal a), del numeral II., del Artículo 3-27, la valorización de las condiciones que fueren pertinentes se realizará al momento de la actualización del ICC, a que hace referencia el Artículo 3-42.

A efectos de determinar los costos que trata este título se deberán n considerar aquellos fijados en el informe a que se refiere el artículo 89° de Reglamento.

Finalmente, ~~En~~ caso de desacuerdo respecto de la metodología, los resultados del Informe de Costos de Conexión o ~~de~~ los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, el propietario u operador del PMGD podrá recurrir a la Superintendencia, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5.

~~Artículo 3-42~~ Artículo 3-44. **Determinación de los Costos de Conexión**

Los costos de conexión asociados a la conexión de un PMGD serán determinados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Costos de Conexión} = \sum_{i=1}^{HE} VP (CProy_{con PMGD})_i - \sum_{i=1}^{HE} VP (CProy_{sin PMGD})_i$$

Dónde,

$VP (CProy_{con PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, considerando la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior, deberá ser evaluado para el periodo de diez años a contar del año siguiente al que se está analizando la SCR. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución incluyendo las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del PMGD, de acuerdo con lo definido en los estudios técnicos.

$VP (CProy_{sin PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, sin considerar la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los

costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para el periodo de diez años a contar del año siguiente al que se está analizando la SCR. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución existente, sin incluir las Obras Adicionales que deben realizarse por la Empresa Distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de normativa vigente, de acuerdo con lo definido en los estudios técnicos.

HE : Horizonte de evaluación, 10 años de análisis.

El cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento deberá realizarse bajo un esquema de dos etapas:

Primera Etapa: Se deberán determinar las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la normativa vigente, en adelante “Obras estructurales para la normalización de las instalaciones de distribución”.

Las Inversiones de Normalización corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del Sistema de Distribución dentro de los rangos determinados por la normativa vigente.

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 SD.

Segunda Etapa: Se debe realizar una evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución, a través de la siguiente función objetivo:

$$F.O. = \min \sum_{i=1}^{HE} VI + CE + CPérdidas$$

Donde,

VI : Valor de las Instalaciones del Sistema de Distribución bajo estudio.
CE : Costos de explotación asociados a la zona de la distribuidora.
CPérdidas : Costo de las pérdidas del SD, valorizadas de acuerdo con el Precio Equivalente de la subestación primaria de distribución menos el Ajuste o Recargo correspondiente de acuerdo con el Decreto de Precio Promedio vigente.
HE : Horizonte de evaluación, 10 años de análisis.

En esta segunda etapa del análisis, se deben realizarse flujos de potencia horarios para evaluar, de modo tal de percibir el efecto de la correlación de la demanda con la generación disponible que se encuentre en el SD bajo estudio. Para reducir la cantidad de horas a evaluar, se debe utilizar una técnica de reducción de escenarios que permitan contar con al menos veinte días representativos por año, los que contarán con su respectiva probabilidad de ocurrencia.

Una vez determinado el costo de las pérdidas del SD para el primer año, se podrá evaluar si este justifica expansiones adicionales en el Sistema de Distribución. En caso de no justificarse

expansiones en el primer año, se debe revisar el último año del horizonte de planificación bajo la misma metodología. Si se justifica una expansión en el último año, se debe aplicar la metodología para cada año del horizonte de evaluación, de modo de determinar el año exacto en que el costo de las pérdidas justifica la expansión.

Debe destacarse que los escenarios a evaluar para determinar la función objetivo deben cumplir con la normativa técnica vigente.

La valorización de las instalaciones, en ambas etapas, mientras no se dicte la resolución por parte de la Comisión que determine los costos unitarios de los diversos componentes que conforman las obras para dar conexión segura a los PMGD, a que se refiere el artículo 89° del Reglamento, estos deberán considerar la valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes establecida en el Artículo 10-2 ~~Artículo 10-1~~ de la presente NT.

En ambas etapas del análisis, deberán considerarse ~~en el análisis~~ los PMGD que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentren con su ICC vigente. No podrán formar parte de ninguna de estas dos etapas los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5%, durante el año anterior a la evaluación, ~~menor al 5%~~.

Para efectos del cálculo del valor presente, se deberá ocuparse ~~se~~ la tasa de descuento indicada en el artículo 182° bis de la Ley.

~~Artículo 3-43~~ Artículo 3-45. **Generación estimada del PMGD**

Para representar la generación estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora, en su respectiva SCR, una caracterización de la energía generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:

- a) Eólico y solar: Se deberá informar, al menos, un año de generación de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h ~~,-~~). ~~Para ello, utilizando para ello se utilizarán~~ las mediciones en terreno o bien data generada a partir de los modelos estadísticos existentes.
- b) Hidroeléctrico: Se deberá informar una matriz de generación de energía eléctrica esperada con detalle horario en MWh/h, para al menos un año y para ~~3~~ tres escenarios hidrológicos; seco, medio ~~y~~ húmedo.
- c) Térmico: Se deberá informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h).

Las curvas de generación informadas previamente, según la tecnología considerada, deberán ser ajustadas, en aquellos casos en que se disponga sistemas de generación con componente de almacenamiento, de acuerdo con los bloques de generación definidos para su inyección.

~~Artículo 3-44~~ Artículo 3-46. **Demanda del Alimentador**

La demanda de energía eléctrica en el Alimentador deberá ser representada considerando lo siguiente:

Demanda de corto y mediano plazo: comprende el periodo de evaluación desde el año de la Entrada de Operación del PMGD hasta los 5 años siguientes. Ambas proyecciones deberán estar acotadas a los Alimentadores de la zona bajo estudio.

Respecto de la componente de crecimiento vegetativo, esta será ~~determinada~~ definida a partir de las tasas de crecimiento utilizadas por la Empresa Distribuidora para determinar su plan de obras de los próximos 5 años, asociados al proceso de planificación del crecimiento de la red.

Respecto a la componente de crecimiento industrial, estará asociada a proyectos puntuales específicos que cuenten con solicitud de conexión aprobada o en proceso de construcción, respaldados por información otorgada por la Empresa Distribuidora. Para estos efectos, deberá considerarse la potencia de consumo del proyecto y su fecha de puesta en servicio. ~~Dichos~~ Estos antecedentes deberán ser entregados como parte del estudio.

Demanda de largo plazo: comprende el periodo desde el sexto año posterior a la Entrada en Operación del PMGD bajo estudio, hasta el año décimo año, conforme lo señalado por el Reglamento.

Las tasas de crecimiento de la demanda de largo plazo serán las obtenidas a partir del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre vigente. Las tasas de crecimiento de la demanda a considerar serán aquellas que se utilicen en el PNCP para representar la demanda de Empresa Distribuidora a la cual se conectará el PMGD.

Título 3-8 Congestión en transmisión zonal

~~Artículo 3-45~~ Artículo 3-47. ~~Medidas ante~~ Estudio semestral de ~~C~~ ongestión en ~~T~~ ransmisión Z ~~onal~~

El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico 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 ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD la incluida en su declaración en construcción.~~ Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil ~~realizado en del~~ los meses de mayo y noviembre de cada año.

El Coordinador deberá actualizar el estudio indicado en el inciso anterior, en el caso que una nueva instalación del sistema de transmisión zonal sea identificada como probable punto de congestión de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3-34.

En 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, en un plazo máximo de 10 días posterior a la publicación de dicho estudio, 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 de los PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes.

En caso de que el Coordinador requiera información adicional para el desarrollo del estudio, deberá solicitarla a la Empresa Distribuidora, la cual dispondrá de un plazo máximo de 10 días desde notificada la solicitud, para responder. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. ~~El~~ Dicho estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador.

Los estudios semestrales, o la actualización de estos, deberán ser sometidos a observaciones de los coordinados en los plazos, formatos y medios que el Coordinador establezca.

~~La limitación de potencia mencionada anteriormente podrá ser levantada sólo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Ante dicha situación, el Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación de dicho estudio, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima.~~

Artículo 3-48. Criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal

El Estudio Semestral de Congestionamientos deberá considerar en su análisis 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 ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, en el estudio en cuestión el Coordinador deberá considerar las centrales generadoras, los sistemas de almacenamiento y retiros para clientes libres o regulados en el análisis de la zona de influencia. A efecto de lo anterior, se deberán considerar distintos escenarios de inyecciones y retiros, así como las distintas estacionalidades, que pudieran ser relevantes en el análisis de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal.

El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente.

En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.

El horizonte de evaluación deberá contemplar un período de análisis que permita detectar aquellas ventanas temporales, en las cuales sea posible levantar parcial o totalmente las restricciones por congestión, de manera temporal cuando corresponda.

Artículo 3-49. Medidas temporales para modificaciones de restricción de inyección

En aquellos casos en que el Estudio Semestral de Congestiones indique que existen períodos transitorios en los cuales, por razones estacionarias u otras consideraciones del estudio, el PMGD pueda inyectar parcial o totalmente la potencia aprobada a las redes de distribución sin provocar congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal, el Coordinador podrá levantar temporalmente dicha restricción operativa.

Estas medidas serán informadas en el estudio y remitidas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD. Dichas medidas deberán establecer claramente las condiciones y períodos en la cual se podrá aplicar el levantamiento transitorio de la restricción consignada.

Artículo 3-50. Medidas permanentes para levantamiento de restricción de inyección

La limitación de potencia podrá ser levantada permanentemente sólo si, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada.

Artículo 3-51. Notificación de constatación de las condiciones operativas

El Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación del Estudio Semestral de Congestiones, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, las medidas tanto temporales como permanentes sobre el levantamiento de las restricciones de operación del PMGD.

Cabe señalar que, las medidas para levantamiento de restricciones derivadas del análisis de la congestión en transmisión zonal, ya sean temporales o permanentes, autorizan al PMGD a modificar su capacidad de inyección de excedentes de energía y potencia a la red de distribución. Lo anterior, no obsta a que la Empresa Distribuidora establezca restricciones operativas adicionales producto de aquellas consideraciones específicas establecidas en el ICC, en cuanto a el desarrollo de las Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones para un determinado nivel de inyección.

Título 3-9 Interconexión, energización y entrada en operación

Artículo 3-46. Artículo 3-52. Comunicación de interconexión a la Superintendencia

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento, el Propietario u Operador del PMGD deberá informar la interconexión del Proyecto a la Superintendencia previo a la Notificación de Conexión. Esta comunicación ~~De~~ deberá presentarse una vez concluida la instalación del PMGD, dando cuenta que la instalación ha sido proyectada y ejecutada de acuerdo con las disposiciones establecidas en

el Reglamento, la presente ~~NT~~norma técnica, y en la demás normativa aplicable al diseño y construcción de dicha instalación.

La presentación deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a) Datos generales de la instalación;
- b) Datos técnicos del PMGD;
- c) Protecciones eléctricas del PMGD;
- d) Almacenamiento de energía del PMGD, en caso de aplicar; y,
- e) Datos del Propietario y del encargado de la operación de la planta. Se debe incluir los datos de contacto de ambos, al menos, número de teléfono y correo electrónico.

La comunicación deberá ser realizada para la declaración de nuevas instalaciones, para la regularización de las ~~ya establecidas~~instalaciones existentes y para la modificación de las condiciones previas a las establecidas para la conexión de un PMGD.

~~Para los~~Los casos del retiro, modificación relevante, desconexión o cese de operaciones ~~sin que estén~~obedezca~~que no se deban~~ a fallas o mantenimientos programados, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión, la Superintendencia y la Empresa Distribuidora ~~en un tiempo no menor al~~en el plazo establecido en el Artículo 104° del Reglamento, o aquel que lo reemplace.

La Superintendencia podrá establecer los medios y formatos necesarios para dar cumplimiento a la comunicación de interconexión.

~~Artículo 3-47.~~Artículo 3-53. **Comunicación de interconexión al Coordinador**

El propietario u operador del PMGD deberá presentar al Coordinador previa a su NC, la solicitud de autorización de puesta en servicio, la cual deberá contener, al menos, los siguientes antecedentes:

- a) La dirección del inmueble donde se emplazará el PMGD.
- b) Identificación del Punto de Conexión del PMGD.
- c) Identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalado en el Decreto N° 2, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o el que lo reemplace, según corresponda.
- d) Copia de la comunicación de la interconexión del PMGD a la Superintendencia, conforme las exigencias establecidas en el Reglamento, según lo dispuesto en el Artículo 3-52 de la presente norma técnica~~NT~~.

Todo PMGD que solicite al Coordinador iniciar la PES, debe estar declarado en construcción de acuerdo con lo definido en el Artículo 72°-17 de la Ley, o la que lo reemplace, y cumplir con el Anexo de Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI, según corresponda.

El Coordinador deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos para que el Interesado pueda iniciar su interconexión y energización:

- i. Incorporación del proyecto al sistema de medidas de transferencias económicas del Coordinador, en conformidad con lo establecido en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.
- ii. Completitud de información técnica del proyecto indicada por el Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- iii. Información relacionada a la tecnología del recurso primario, tal como matrices de caudales, costos variables de combustibles, o alguna información adicional que el Coordinador solicite para efecto de sus funciones.
- iv. Información legal de la empresa propietaria del PMGD, bajo el formato y medio que el Coordinador destine al efecto. Esta información debe incorporar los datos necesarios para efectos de la facturación y validación de su constitución legal.
- iv.v. El cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC vigente del PMGD, incluyendo las limitaciones de inyección y requisitos operativos, si corresponde.

El Interesado ~~deberá~~^{será} el encargado de solicitar al Coordinador la verificación del cumplimiento de los requisitos descritos en el párrafo anterior. El Coordinador deberá comunicar al Interesado dentro del plazo de 20 días de recibida la solicitud, su aprobación a la verificación del cumplimiento copulativo de los requisitos técnicos establecidos en los numerales i., ii. y iii. del presente artículo. Dentro del referido plazo, el Coordinador podrá formular observaciones a la solicitud y/o solicitar antecedentes complementarios con el objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos antes señalados. El Interesado deberá dar respuesta a dichas observaciones dentro del plazo que ~~al efecto fije establezca~~ el Coordinador.

Adicionalmente, si durante el proceso de verificación para la PES, se constata que las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC cambiaron, el Coordinador podrá aplicar las medidas temporales para el levantamiento de restricciones de inyección, conforme a lo establecido en el Título 3-8 de la presente norma técnica. Estas medidas serán informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD.

~~Artículo 3-48.~~ Artículo 3-54. **Requisitos para iniciar la PES**

Una vez presentada la NC, el Interesado y la Empresa Distribuidora deberán ⁿ fijar de común acuerdo el cronograma de puesta en servicio y programar la fecha y hora de interconexión y energización del PMGD. Los plazos para la realización de la interconexión y energización no podrán superar los plazos establecidos en el Reglamento.

La fecha y hora de interconexión deberán ⁿ ser comunicadas ^s al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, ~~por~~^{utilizando} los medios y formatos que dichos organismos dispongan para dar cumplimiento a ~~dicha esta~~ exigencia normativa^s. Esta comunicación lo cual deberá realizarse en un plazo no superior al establecido en el Reglamento.

La interconexión y energización del PMGD deberán ~~ser efectuarse efectuadas~~ o ~~supervisarse supervisadas~~ por la Empresa Distribuidora en la fecha acordada con el propietario u operador del PMGD, debiendo la Empresa Distribuidora realizar los Ajustes necesarios al momento de ejecutar la conexión. El costo de dichos ajustes se determinará de acuerdo con lo señalado en el artículo 89° del Reglamento.

~~Artículo 3-49.~~ Artículo 3-55. PES por etapas

Un PMGD podrá iniciar su PES con una potencia menor a la indicada en su ICC, lo que será solicitado a la Empresa Distribuidora en la respectiva NC. Lo anterior será acordado entre el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora, siempre que pretenda entrar en operación con anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutadas. Para ello, el PMGD podrá acordar con la Empresa Distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia, en conformidad con lo establecido en el Reglamento, y dando cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente ~~norma técnica~~ NT.

La limitación máxima de inyecciones corresponderá a la establecida durante la realización de los estudios de conexión, para dar cumplimiento a la letra d), del numeral II., del Artículo 3-27, siempre que la condición existente sea acorde a la condición de conexión de los GD, según lo establecido en la letra a), del numeral II., del Artículo 3-27.

El Interesado, en caso de que este haya sido el responsable de realizar los estudios, deberá presentar, junto a la NC, ~~la una~~ actualización del estudio de ajustes de protecciones, considerando la máxima potencia de inyección de acuerdo con la etapa de conexión del PMGD. Dicho estudio deberá ser presentado en conjunto con la solicitud.

En aquellos casos en que la Empresa Distribuidora fue la responsable de realizar los estudios, deberá ~~hacer-realizar~~ las verificaciones respectivas de los estudios técnicos, para determinar la máxima potencia de inyección y con ello dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT y a la normativa aplicable. Lo anterior, deberá realizarse en un plazo no superior a un mes desde la presentación de la NC por parte del Interesado, comunicando su intención de conexión de PES por etapas.

Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora ~~puede~~podrá, a solicitud del Interesado o propietario u operador del PMGD, tomar medidas adicionales para aumentar la potencia máxima de generación y establecer bloques de generación horario para las inyecciones de energía y potencia. Asimismo, podría incluir mecanismos de automatismos y sistemas de protección adicionales a los establecidos en ~~el Capítulo 7, con el objeto de velar por el cumplimiento de las exigencias técnicas de la presente NT~~ norma técnica y la normativa vigente.

Para los efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, en los casos que corresponda, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la Empresa Distribuidora como con el Coordinador, de acuerdo con lo señalado en el presente capítulo y la normativa vigente.

CAPÍTULO 4 FACTOR DE REFERENCIACIÓN

Título 4-1 Generalidades

Artículo 4-1. Objetivo

Los propietarios de los PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas, que se encuentren las cuales están sujetas a la coordinación del Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Reglamento. ~~Para~~ Para tal efecto, las inyecciones de energía y potencia de los PMGD deberán ser referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. Para ello, se utilizará un Factor de Referenciación (FR), que el cual deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora de acuerdo con lo dispuesto en el presente capítulo y entregado al Coordinador según los términos y plazos que se indiquen.

Artículo 4-2. Responsabilidad del cálculo del FR

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 deberá entregar las bases de datos, con las consideraciones tomadas en los cálculos y toda la información necesaria para que el FR respectivo pueda ser revisado y reproducido por los PMGD del Alimentador respectivo o por el Coordinador.

En caso de que exista uno o más PMGD conectados en un Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, se deberá considerar el conjunto de instalaciones como un solo sistema para el cálculo del FR. Para ello, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que está conectado a otro Alimentador deberá proporcionar toda la información necesaria a la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, para que esta última pueda calcular un único FR.

En caso de algún desacuerdo entre las partes, ya sea en la implementación de la metodología de cálculo o del cálculo mismo del FR, estas podrán recurrir a la Superintendencia.

Artículo 4-3. Consideraciones para el cálculo

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. La cuya fecha de comunicación será el primer día del mes de noviembre. Para el cálculo, 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 30 de septiembre del año del cálculo en curso. Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la red operativa real y a la topología que se encuentra efectivamente implementada a la fecha del cálculo. Lo anterior, podrá ser fiscalizado por la Superintendencia, pudiendo esta ejecutar las medidas administrativas que correspondan en caso de detectar la entrega de información errónea, inconsistente o no representativa. Además, se deberán ~~ser utilizados utilizar~~ y considerados considerar en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera de él (los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD.

Para el caso descrito en el segundo inciso del Artículo 4-2 de la presente [norma técnicaNT](#), la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, deberá proporcionar la información necesaria para el cálculo en un plazo que no excederá el quinto día del mes de octubre.

La Empresa Distribuidora deberá enviar, junto a la comunicación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, la base de datos utilizada para el cálculo de los FR, las memorias de cálculo y una minuta explicativa que resuma el proceso.

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.

Si para la fecha de cálculo del FR existe uno o más PMGD que no dispongan de registros de operación real en la ventana de tiempo definida en el primer inciso del presente artículo, estos deberán ser considerados en el cálculo utilizando para ello las inyecciones proyectadas entregadas por el Interesado en su respectiva SCR.

En el caso de que alguno de los PMGD no inyecte la totalidad de la potencia considerada en su ICC, el cálculo del FR deberá considerar la totalidad de la potencia proyectada para dicho Proyecto, salvo en caso de que existan limitaciones por restricciones por congestión. De esta forma, la matriz deberá ser determinada considerando el escenario de mayor de generación agregada, y en dicho caso deberán completarse las ventanas sin registros en conformidad con lo establecido en el Artículo 4-7 de la presente [norma técnicaNT](#).

A efectos de la aplicación de este capítulo, se entenderá por generación o inyección de los PMGD, a la potencia máxima de inyección que estos puedan aportar en el Punto de Conexión, independientemente de si se trata de un PMGD con o sin componente de almacenamiento.

Artículo 4-4. Distribución de la demanda para el cálculo de los FR

Para la modelación de los escenarios de generación y demanda agregada, se deberá realizar [un](#) análisis de flujo de potencia a partir de los registros de las mediciones tomadas en la cabecera del Alimentador, considerando la opción de escalamiento de carga para el flujo de potencia. Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución.

Luego del escalamiento de cargas indicado en el párrafo anterior, se debe definir la condición base de la red para las variables de las demandas registradas, generación y todas las demás variables que hayan sido consideradas en el proceso de escalamiento. Posterior ~~a ello~~ [elemento](#), se debe realizar el cálculo con y sin PMGD. Los flujos de potencia deberán considerar las variables asignadas como la demanda para cada una de las cargas para determinar las pérdidas eléctricas total de la red, con o

sin PMGD. Finalmente, se debe determinar la matriz de factor de referenciación según el procedimiento establecido en el Título 4-2 de la presente [norma técnicaNT](#).

La Empresa Distribuidora podrá considerar, para el prorrato de la demanda, los registros de medida tomados en los equipos de medida ubicados a lo largo del Alimentador, identificando claramente la ubicación de cada equipo de medida y detallando el código único en su respectiva Plataforma de Información Pública. Con el objeto de una mejor estimación de los escenarios de estudio, se deberá entregar obligatoriamente la data de dichos registros en coherencia con los registros entregados de demanda en cabecera del Alimentador.

La demanda considerada para el cálculo de los factores de referenciación deberá estar asociada a los registros de demanda de ~~los~~ al menos 12 meses respecto al último cálculo de FR realizados en el alimentador. Esta información deberá representar el comportamiento normal de la red, excluyendo los registros horarios que representen una condición anormal, posea errores en la medición, contenga registros de alguna maniobra transitoria o traspaso de carga entre Alimentadores, o por algún otro motivo que represente una condición anormal en la red.

Artículo 4-5. Observaciones del FR

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 10 días después de haber recibido el cálculo por parte de la Empresa Distribuidora, de acuerdo con lo indicado en el artículo precedente. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular los Factores de Referenciación, justificando si acoge o rechaza 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 el primer día hábil de diciembre. De haber recibido observaciones, la Empresa Distribuidora deberá acompañar la comunicación con un reporte que detalle el tratamiento de las observaciones planteadas.

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.

Título 4-2 Metodología de cálculo del FR

Artículo 4-6. Cálculo del FR

El Factor de Referenciación corresponderá a una matriz, cuyos valores dependerán de la Generación Agregada de los PMGD conectados y de la Potencia Consumida del Alimentador.

Las consideraciones presentadas para el cálculo, según lo indicado en el Artículo 4-3, y las consideraciones para el tratamiento de la demanda presentado en el Artículo 4-4, se utilizarán para realizar el cálculo de los factores de referenciación de la matriz.

Para conformar la matriz de FR, se deberá realizar una clasificación por 10 intervalos de Generación Agregada de PMGD y 10 intervalos de Potencia Consumida, de acuerdo con lo que se señala a continuación:

$$IG_i = \left[G_{\min} + \frac{(i-1)}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}), G_{\min} + \frac{i}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}) \right]$$

$$ID_j = \left[D_{\min} + \frac{(j-1)}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}), D_{\min} + \frac{j}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}) \right]$$

Donde,

- IG_i : Intervalo i-ésimo de Generación Agregada de los PMGD del Alimentador. $i = [1,10]$.
- ID_j : Intervalo j-ésimo de Potencia Consumida del Alimentador. $j = [1,10]$.
- G_{\min} : Generación Agregada mínima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 4-3.
- D_{\min} : Potencia Consumida mínima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 4-3.
- G_{\max} : Generación Agregada máxima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 4-3.
- D_{\max} : Potencia Consumida máxima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 4-3.

La matriz de Factores de Referenciación FR_L estará compuesta por 100 FR para cada Alimentador L.

$$FR_L = \begin{matrix} & \begin{matrix} ID_1 & ID_2 & \dots & ID_{10} \end{matrix} \\ \begin{matrix} IG_{10} \\ IG_9 \\ \vdots \\ IG_1 \end{matrix} & \begin{bmatrix} FR_{L,IG_{10},ID_1} & FR_{L,IG_{10},ID_2} & \dots & FR_{L,IG_{10},ID_{10}} \\ FR_{L,IG_9,ID_1} & FR_{L,IG_9,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_9,ID_{10}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ FR_{L,IG_1,ID_1} & FR_{L,IG_1,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_1,ID_{10}} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Cada Factor de Referenciación será definido en base a simulaciones que deberán considerar los niveles de Generación Agregada y Potencia Consumida de la matriz FR_L .

Se calculará según la siguiente expresión:

$$FR_{L,IG_i,ID_j} = 1 + \frac{\sum_{h=1}^{N_{i,j}} (P_{Loss_o}(h,IG_i,ID_j) - P_{Loss_{PMGD}}(h,IG_i,ID_j))}{\sum_{h=1}^{N_{i,j}} \sum_{g=1}^K PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}}$$

Donde,

- FR_{L,IG_i,ID_j} : Factor de Referenciación de los PMGD conectados en el Alimentador L, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .
- $P_{Loss_o}(h,IG_i,ID_j)$: Pérdidas del Alimentador L, sin considerar ningún PMGD conectado para la hora h, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.
- $P_{Loss_{PMGD}}(h,IG_i,ID_j)$: Pérdidas del Alimentador L considerando los PMGD conectados para la hora h, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e

	intervalo de Potencia Consumida ID_j . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.
$PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}$: Potencia generada por el PMGD g , durante la hora h , en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .
$N_{i,j}$: Cantidad de horas en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .
K	: Cantidad de PMGD conectados en el Alimentador L de la red de distribución bajo estudio.

No se deberán ~~ser considerados~~ considerar para este análisis los ~~los~~ Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5%, del año anterior al año de evaluación, ~~menor al 5%~~.

Artículo 4-7. Ventanas sin registros

En caso de que con los registros históricos especificados en el Artículo 4-3 existan ventanas dentro de la matriz FR_L sin registros, el cálculo del FR para cada ventana (IG_i, ID_j) sin registros deberá considerar datos creados, adoptando las siguientes consideraciones:

- Potencia Consumida, que represente el valor medio del intervalo ID_j
- $(k + 2)$ niveles de Generación Agregada de PMGD que estén dentro del intervalo IG_i , como una combinación de los k PMGD conectados. Estas combinaciones deben abarcar los casos más representativos teniendo en cuenta las tecnologías de cada PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá indicar aquellas ventanas sin registros de datos con el correspondiente cálculo que subsana la ausencia de estos.

Artículo 4-8. Aplicación de FR

Una vez obtenida la matriz de factores de referenciación de acuerdo con lo señalado en el Artículo 4-7, se deberá identificar el FR horariamente en función de las siguientes actividades:

- Determinar la Generación Agregada y la Potencia Consumida para cada hora.
- Para cada variable definida tanto de Generación Agregada como de Potencia Consumida, se deberá buscar la coordenada correspondiente dentro de la matriz de factores de referenciación, lo que permitirá definir el FR a aplicar en dicha hora.

En caso de que alguna o ambas variables estén fuera de los límites de la matriz, se deberá asignar el FR más cercano dentro de la matriz de factores de referenciación.

El Coordinador deberá indicar los factores de referenciación utilizados para efectos de la valorización de energía y potencia, que establece según lo establecido en el artículo 10° del Reglamento, o el que lo reemplace.

Adicionalmente, el Coordinador deberá publicar de los factores de referenciación, con sus respectivos antecedentes, que le fueron comunicados por las Empresas Distribuidoras de acuerdo con lo establecido en el Artículo 4-5 de la presente norma técnica. ~~Dicha~~ Esta publicación deberá ser

realizada con anterioridad a la utilización de los factores de referenciación por parte del Coordinador en el respectivo balance de transferencias.

Artículo 4-9. Opciones de actualización de los FR

Se deberá realizar una actualización de los FR, cada vez que ocurra alguno de los siguientes eventos:

- a) Cambio relevante y permanente en la topología de la Red de Media Tensión.
- b) Incorporación de un nuevo PMGD a la red de distribución, o bien, el retiro de un PMGD de la red de distribución.
- c) Aumento en a lo menos un 10% de la potencia consumida, comparados con los valores máximos de la matriz ($D_{máx}$), lo cual debe ser verificado en un 10% o más de los datos del mes.

La Empresa Distribuidora deberá calcular y comunicar los FR dentro de los primeros quince días del mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos con anterioridad, a los propietarios de los PMGD y al Coordinador, quienes tendrán un plazo de 10 días contados desde la comunicación antedicha para realizar observaciones a los cálculos de los FR actualizados.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 10 días para informar los FR definitivos, acompañando la comunicación con un reporte que detalle el tratamiento de las observaciones realizadas por los propietarios de los PMGD y del Coordinador.

Los FR actualizados comenzarán a regir desde el primer día del tercer 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 4-3 o hasta la próxima actualización según los términos del presente artículo.

Artículo 4-10. Consideraciones ante registros insuficientes

En caso de no contar con los registros suficientes especificados en el Artículo 4-3 para definir los límites de la matriz de FR, se podrán adoptar alguna de las siguientes consideraciones:

- a) Para conformar los intervalos de Potencia Consumida ID_j , se considerará la Potencia Consumida máxima ($P_{máx}$) como la capacidad de diseño del Alimentador y la Potencia Consumida mínima ($P_{mín}$) como un 30% de la demanda máxima respectiva.
- b) Para conformar los intervalos de generación IG_i , se considerará la Generación Agregada máxima ($G_{máx}$) como la suma de las capacidades de los PMGD y la Generación Agregada mínima ($G_{mín}$) como cero.

Para los efectos establecidos en el presente artículo, se entenderá que existen registros insuficientes cuando éstos representen una data inferior a dos meses de datos horarios. Asimismo, para el cálculo de los FR de cada ventana sin registros, se utilizarán las consideraciones especificadas en el Artículo 4-7 de la presente NT.

CAPÍTULO 5 CONTROVERSIAS

Título 5-1 Generalidades

Artículo 5-1. Alcance

Los Interesados, propietarios u operadores de un PMGD y las Empresas Distribuidoras, podrán formular reclamos ante la Superintendencia por controversias que se susciten durante la tramitación de una SCR, respecto del ICC, los estudios de conexión, el informe de costos de conexión, y los costos de las Obras Adicionales, Ampliaciones y Ajustes, la Notificación de Conexión, o por controversias que se susciten con posterioridad a la conexión, comunicación de energización o entrada en operación de un PMGD, en aplicación de lo establecido en el Título IV del Reglamento.

Las solicitudes de extensión de vigencia del ICC, conforme al Reglamento, suscitadas ante la pérdida de vigencia del ICC, con motivo de la no presentación o insuficiencia de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto según el cronograma de ejecución del proyecto, o por la revocación de la declaración en construcción por parte de la Comisión, no se someterán al procedimiento de controversias establecido en el presente capítulo, sino que serán sometidas al procedimiento especial establecido en el Artículo 5-8 de la presente [norma técnica NT](#).

Finalmente, las controversias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a coordinación serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos conforme a lo establecido en la Ley.

Título 5-2 Procedimiento de Controversias

Artículo 5-2. Presentación de Controversias

El Interesado o la Empresa Distribuidora, según sea el caso, podrá presentar su reclamo dentro del plazo de 20 días contados desde que se produzca el desacuerdo. La solicitud deberá ser fundamentada y deberá contener, al menos:

- a. Identificación del reclamante
 - i. Nombre completo y copia del documento de identificación respectivo.
 - ii. Copia autorizada del documento que acredite la representación del reclamante, con certificación de vigencia no mayor a 30 días, en caso de que correspondiera.
 - iii. Datos del PMGD en controversia:
 - i) Proceso de Conexión.
 - ii) Nombre del PMGD, Alimentador y Subestación asociada.
 - iii) Empresa Distribuidora asociada al punto de conexión.
 - iv) Identificar si el alimentador nace de otra [Empresa](#) distribuidora.
 - v) Acreditar la representación del titular del PMGD, en caso de que se presente controversia por un proyecto de terceros.

- b. Descripción de la problemática, detallando los hechos que dan origen a la controversia en orden cronológico, identificando la etapa específica del proceso de conexión donde acontecieron los hechos, y acompañando todos los demás antecedentes del caso que sean pertinentes. Asimismo, se deberá incorporar la petición concreta a la Superintendencia, en base a los eventuales incumplimientos incurridos por el Interesado o la Empresa Distribuidora, según corresponda.
- c. Indicación de las medidas provisionales solicitadas por el reclamante, si procedieran, conforme lo establecido en el Reglamento, las cuales deberán estar debidamente justificadas, detallando los efectos perjudiciales que ocasionaría el no dictar dichas medidas.

La solicitud deberá ser presentada a través de la Oficina de Partes de la Superintendencia, de forma digital o física, o bien, en la página web que dicho servicio disponga para tal efecto. El plazo para la solicitud deberá encontrarse dentro de lo estipulado en el Reglamento.

Para dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el presente capítulo, la Superintendencia podrá establecer los medios y formatos necesarios para la presentación, admisibilidad, entrega de antecedentes y la resolución de los casos.

Artículo 5-3. Medidas provisionales

El Interesado, propietario u operador de un PMGD o Empresa Distribuidora que presente una controversia ante la Superintendencia, podrá solicitar en su presentación el establecimiento de medidas provisionales, en caso de que estas se estimen necesarias. Para ello, el reclamante deberá señalar dentro de su solicitud, en durante el curso del procedimiento administrativo, la justificación de dicho requerimiento, señalando los efectos perjudiciales que tendría la no dictación de las medidas solicitadas en el proceso en cuestión.

Artículo 5-4. Admisibilidad de las Controversias

Dentro del plazo de 15 días contado desde la presentación de una controversia, la Superintendencia podrá declararla admisible si constata el cumplimiento de todos los requisitos de presentación establecidos en el presente título, o inadmisibles en caso contrario. En caso de que los antecedentes se encuentren conformes con la normativa vigente, la Superintendencia declarará la admisibilidad de la controversia. La resolución que resuelva lo anterior, será notificada por carta certificada a las partes o por los medios que para ello disponga la Superintendencia.

El plazo establecido en el Reglamento para resolver la controversia se contará desde la resolución que declare de admisibilidad de esta.

Asimismo, durante la tramitación de la controversia, la Superintendencia podrá solicitar informes a otros organismos o a cualquiera de las partes para profundizar sobre una materia en particular, de acuerdo con lo señalado en la Ley N° 18.410 o aquella que la reemplace, los que deberán ser evacuados-enviados en los plazos que al efecto determine la Superintendencia.

Los plazos establecidos en la normativa vigente se suspenderán mientras no sea notificada la respuesta a la Superintendencia por parte de los organismos o partes correspondientes.

Artículo 5-5. Controversias respecto del ICC y Estudios de Costos de Conexión

Los Interesados, propietarios u operadores de un PMGD podrán presentar controversias en caso de manifestar disconformidades o requerir aclaraciones respecto de los resultados presentados en el Informe de Criterios de Conexión y/o Estudio de Costos de Conexión, dentro del plazo establecido en el Reglamento.

Sin perjuicio de lo anterior, dentro de los 5 días siguientes a la presentación de la controversia ante la Superintendencia, el Interesado deberá notificar su ingreso a la Empresa Distribuidora respectiva, por cualquier medio escrito, señalando las razones que originaron dicha presentación, identificando la fecha y el número de ingreso a la Superintendencia.

En caso de declararse admisible la controversia por parte de la Superintendencia, la Empresa Distribuidora deberá dar respuesta íntegra a las disconformidades o solicitudes de aclaración presentadas por el Interesado, de acuerdo con las instrucciones y plazos que al efecto determine la Superintendencia durante la tramitación del reclamo.

En todo lo demás, este tipo de controversias se regirá por las normas generales establecidas en el presente capítulo de la norma técnicaNT.

Artículo 5-6. Plazo de presentación de antecedentes adicionales y observaciones

El plazo máximo para la presentación de antecedentes adicionales del caso por cualquiera de las partes no podrá superar los 40 días desde la declaración de admisibilidad de la controversia. Luego de recibidos los antecedentes respectivos por la Superintendencia, estos deberán ser puestos en conocimiento de la contraparte, notificándole dichos antecedentes por carta certificada o por los medios que para ello disponga.

En el caso de que el reclamante presente observaciones respecto de los antecedentes aportados por su contraparte o por terceros durante la tramitación de la controversia, estas deberán ser presentadas a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días desde notificada dicha información, con copia a la contraparte.

Asimismo, dentro durante del proceso administrativo, el reclamante podrá ejercer su derecho a desistirse de su solicitud ante la Superintendencia, la cual deberá pronunciarse al efecto, notificando a las partes la resolución que determine el desistimiento de la controversia por carta certificada o por los medios que para ello disponga, en un plazo no mayor a 20 días hábiles desde la presentación de dicho desistimiento. La Empresa Distribuidora deberá comunicar dicha situación a los demás interesados una vez que sea emitida la resolución respectiva del caso, conforme las indicaciones presentadas por la Superintendencia para dicho propósito.

Artículo 5-7. Plazos para resolución e impugnación

La Superintendencia resolverá la controversia en un plazo no superior a 60 días, contado desde que se declare su admisibilidad. Los demás plazos establecidos en el Reglamento quedarán suspendidos mientras la Superintendencia no resuelva el reclamo, en los casos que corresponda, pudiendo incluirse casos de terceros que cuenten con ICC emitido y que puedan relacionarse con el alimentador y subestaciones materia de la controversia planteada.

En caso de que la resolución sea impugnada por alguna de las partes, esta se deberá ajustar a las exigencias establecidas en la Ley N° 18.410, o aquella que la reemplace.

Artículo 5-8. Solicitudes de mantención de vigencia de ICC

Las solicitudes de extensión de vigencia del ICC conforme al Reglamento, suscitadas ante la pérdida de vigencia del ICC por motivo de la no presentación o insuficiencia de antecedentes para la acreditación del avance del proyecto según su cronograma de ejecución, o por la revocación de la declaración en construcción del mismo por parte de la Comisión, no se someterán al procedimiento de controversias establecido en el presente capítulo, sino que serán tramitadas mediante un procedimiento especial que al efecto determine la Superintendencia, y podrán presentarse por única vez y por razones justificadas.

La presentación de dichas solicitudes deberá realizarse conforme las reglas generales establecidas en la Ley 19.880, de Bases de los Procedimientos Administrativos y, en caso de que no se requieran antecedentes adicionales, serán resueltas en un plazo no superior a 30 días de decretada su admisibilidad. En caso de que se requieran antecedentes adicionales, serán resueltas en un plazo no superior a 60 días de decretada su admisibilidad.

CAPÍTULO 6 AUDITORÍAS

Artículo 6-1. Objetivo y ámbito de aplicación

El objetivo del presente capítulo es definir los términos y condiciones generales para el desarrollo de las Auditorías, ~~las cuales que permitan~~ permitirán verificar el cumplimiento de los requisitos que establece la presente norma técnica NT, así como la demás normativa vigente al efecto.

La Superintendencia podrá instruir a la (o las) Empresa (s) Distribuidora (s) la ejecución de una Auditoría, mediante resolución fundada, en los siguientes casos:

- a) Cuando requiera verificar la información entregada por parte de la Empresa Distribuidora a los usuarios o la Superintendencia.
- b) Cuando detecte falta de información o inconsistencias en la plataforma de información pública gestionada por las empresas distribuidoras.

En cualquiera de ~~los~~ estos casos, el costo de las auditorías será de cargo de la Empresa Distribuidora que se audite.

Artículo 6-2. Principios y metodología de la Auditoría

Las Auditorías deben ser llevadas a cabo con integridad, imparcialidad, confidencialidad, independencia, y estar basadas en evidencia. Asimismo, deberán considerar los riesgos que influyen en su planificación, realización y presentación ante la Superintendencia.

Respecto a la metodología, se deberá tener presente lo indicado en la norma ISO 19011:2018 Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión, así como lo que disponga la Superintendencia en instrumento que destinará especialmente para tal efecto.

Artículo 6-3. De los Auditores Técnicos

Las auditorías serán efectuadas por empresas con carácter de Auditor Técnico, las que no deberán tener relación alguna, directa o indirectamente, con la Empresa Distribuidora a auditar. Asimismo, los Auditores Técnicos no podrán estar asociados de ninguna forma a los procesos de conexión de PMGD.

Los equipos de Auditores Técnicos deberán acreditar el conocimiento y la experiencia necesaria en el sector eléctrico en el ámbito de auditorías y de tecnologías de la información. Los prestadores del servicio de auditoría deberán contar con un encargado del equipo de auditoría, quien será el responsable ante la Superintendencia por los resultados obtenidos en el proceso.

La Superintendencia deberá contar con un registro anual de los Auditores. Esta establecerá un procedimiento para definir las condiciones para conformar dicho registro.

Artículo 6-4. Proceso de Auditoría

La Superintendencia podrá dar instrucción de Auditoría a la(s) Empresa(s) Distribuidora(s) correspondiente(s), para lo cual señalará el o los motivos respectivos, la información del proceso requerida, o el sistema de gestión que requiera ser auditado. Asimismo, podrá señalar los

parámetros mínimos requeridos para la Auditoría, tales como el tamaño de la muestra, nivel de confianza, margen de error y universo de la muestra.

La Empresa Distribuidora, una vez recibida la instrucción de Auditoría, deberá presentar un listado de auditores los cuales deberán acreditar sus competencias de acuerdo con el procedimiento que establezca la Superintendencia para tal efecto.

En caso de que la Superintendencia tuviese observaciones sobre los auditores propuestos, o bien sobre los planes de trabajos, metodologías, equipos, actividades, plazo o propuestas de informes a entregar, podrá realizar observaciones y/o requerir nuevas propuestas de auditores. Las observaciones deberán ser subsanadas por la Empresa Distribuidora dentro del plazo establecido por la Superintendencia para tal efecto. En el caso de requerir nuevas propuestas, estas deberán ~~estar basadas~~basarse en el registro de auditores que conforme la Superintendencia.

Una vez escogido el Auditor Técnico, e informado a la Empresa Distribuidora, la Superintendencia podrá coordinar reuniones con el equipo del Auditor Técnico seleccionado, ~~con el objetivo de para~~ establecer los objetivos del programa de Auditoría.

El Auditor Técnico deberá entregar a la Superintendencia un programa de auditoría actualizado con las fechas de cada hito, dentro de los que se deberá considerar la realización de visitas a la Empresa Distribuidora, la entrega de informes preliminares y la entrega de un informe final de Auditoría, así como los objetivos o criterios del programa de Auditoría. La Superintendencia podrá realizar observaciones al programa de Auditoría y solicitar nuevos antecedentes o reuniones, con el fin de establecer las actividades para lograr los objetivos propuestos. La Superintendencia deberá validar el programa de Auditoría.

El informe final de Auditoría deberá contener las conclusiones obtenidas, junto a los resultados del análisis de cumplimiento de la normativa vigente. La Superintendencia podrá aprobar o solicitar cambios al informe final entregado por el Auditor Técnico, los que deberán ser subsanados en el plazo que se fije al efecto. Durante el proceso de Auditoría, los resultados de los informes deberán ser previamente aprobados por la Superintendencia para luego ser remitido a la ~~E~~empresa Distribuidora.

Una vez aprobado el informe final, este deberá ser remitido a la ~~E~~empresa Distribuidora por parte del Auditor Técnico, contando con un plazo de 15 días para presentar a la Superintendencia sus observaciones al documento. Por su parte, el Auditor Técnico deberá presentar a la Superintendencia las respuestas a dichas observaciones. Una vez aprobadas dichas respuestas por la Superintendencia, el Auditor Técnico dispondrá de un plazo de 10 días para entregar y publicar el informe final.

Sólo en casos excepcionales y debidamente justificados se podrán extender los plazos de los hitos fijados para la Auditoría, previa autorización de la Superintendencia.

Artículo 6-5. Monitoreo del Proceso Auditado

La Superintendencia, en cualquier momento, podrá realizar seguimiento al programa de Auditoría llevada a cabo por el Auditor Técnico, así como revisar e instruir mejoras a este.

De todas las reuniones que sostengan el Auditor Técnico y la Empresa Distribuidora, deberá existir un registro trazable que incluya, ~~con~~ al menos, una identificación completa y registro de los asistentes; consignación del lugar, fecha y hora de la reunión, fotografía de registro de la reunión, así como otras exigencias que pueda establecer la Superintendencia al efecto.

Asimismo, todo intercambio de información entre la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y el Auditor Técnico deberá ser realizado a través de la plataforma digital de transferencia de datos que al efecto fijará la Superintendencia y bajo las condiciones que esta última determine.

La información obtenida en el contexto de las Auditorías deberá ser almacenada por la Empresa Distribuidora en un directorio especialmente dispuesto al efecto, garantizando en todo momento el acceso al mismo por parte de la Superintendencia.

CAPÍTULO 7 EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Título 7-1 Exigencias Generales

Artículo 7-1. Generalidades

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. 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.

Artículo 7-2. Exigencias en el Punto de Conexión

Las exigencias establecidas en el presente capítulo deben cumplirse en el Punto de Conexión, aunque los equipos mismos estén ubicados en otro lugar. Las exigencias del presente capítulo se aplican tanto a la conexión de PMGD con solo una Unidad Generadora, en base a la capacidad de esa unidad, como a la de PMGD constituidos por varias unidades generadoras, en este caso, en base a la capacidad agregada de las unidades.

Artículo 7-3. Mantenimiento de instalaciones

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al SD y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión, así como también los equipos de control y monitoreo, junto con sus respectivos enlaces de comunicación.

Asimismo, la Empresa Distribuidora podrá solicitar al Propietario del PMGD que efectúe el mantenimiento y/o las reparaciones que sean necesarias sobre las líneas y/o equipamiento que indica el párrafo anterior, en el caso que se detecten anomalías, debiendo remitirse esta solicitud con copia a la Superintendencia.

Artículo 7-4. Certificación o Autorización de Productos

Los productos que formen parte de un equipo de generación, para poder ser utilizadas bajo el esquema de PMGD, deberán contar con la certificación o autorización de la Superintendencia. Esta exigencia sólo será aplicable para los productos que se definan en el procedimiento que emita la Superintendencia para tales efectos y en aquellos PMGD integrados a edificaciones.

Artículo 7-5. Conexión de transformadores elevadores

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 las fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión.

En caso de que la conexión del PMGD se realice mediante un transformador distinto a los mencionados en el párrafo anterior, esta será aceptada siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de estas. Esto aplica para todos los PMGD, incluyendo aquellos de impacto no significativo.

Para el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe estar entre el 95% y 105% de su velocidad de sincronismo. Si el PMGD solo pudiese partir como motor, deberá convenir con la empresa correspondiente las condiciones de conexión a la Red de Media Tensión.

Para controlar la energía reactiva suministrada a la red, los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

Título 7-2 Interruptor de acoplamiento e instalación de conexión

Artículo 7-6. Respaldo

La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SD, así como de un abastecimiento de Servicios Auxiliares independiente del SD, normalmente mediante baterías. La capacidad de estas deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión, incluidos ~~con~~ todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante al menos dos horas cuando falte el apoyo desde la Red de Media Tensión ~~el tiempo y las condiciones establecidas en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°10 de la Superintendencia~~. No ~~estará permitidose~~ permitirá operar la Instalación de Conexión, si la tensión medida en bornes de las baterías está por debajo de los niveles mínimos recomendados por el fabricante; y ante la ausencia de los Servicios Auxiliares a causa de una condición de falla.

Artículo 7-7. Interruptor de acoplamiento

El Interruptor de Acoplamiento deberá permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. El Interruptor de Acoplamiento y sus aparatos de control, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre la Empresa Distribuidora y el propietario del PMGD, no obstante, la ubicación de este equipo deberá ser visible y accesible para el personal de la Empresa distribuidora u organismos calificados.

Para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con la 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 y en los PMGD menores a 500 kW, tal como se describe en el Artículo 7-19. Además, ~~E~~este equipo, deberá asegurar la 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-cual actuará la Protección RI descrita en el Artículo 7-17.

Artículo 7-8. Equipos de Control y Monitoreo para PMGD

Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD.

Los equipos señalados deben cumplir con los estándares de diseño y construcción utilizados por la Empresa Distribuidora en sus Redes de Distribución. Las Empresas Distribuidoras, en ningún caso, podrán exigir un estándar de diseño superior a los usualmente utilizados en sus instalaciones.

~~Artículo 7-8.~~ Artículo 7-9. Equipamiento

La Instalación de Conexión del PMGD se constituirá de los siguientes elementos mínimos, ordenados desde el SD hasta las unidades generadoras:

- a) Desconectador.
- b) Equipamiento de medida.
- c) Protección RI.
- d) Interruptor de Acoplamiento.

Este último deberá operar en MT, exceptuándose el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el Artículo 7-19, y en los PMGD menores a 500 kW.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW descrito en el Artículo 7-17.

El orden del equipamiento de medida podrá variar respecto a los otros elementos mínimos de ~~la~~ Instalación de Conexión del PMGD, si esto se acuerda entre la Empresa Distribuidora y el PMGD. La reubicación del equipamiento de medida podrá ser solicitada por cualquiera de las partes, ya sea por razones técnicas o condiciones operativas. Los involucrados deberán acordar los detalles específicos de la nueva ubicación del equipamiento, y garantizar que esta nueva ubicación cumpla con las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Esta reubicación en ningún caso implicará una modificación en la propiedad de los elementos de la instalación de conexión.

El respaldo del sistema de medida debe ser verificado dentro de las pruebas de puesta en servicio, a que se refiere el Artículo 8-18 de la presente ~~norma técnica~~NT.

Las partes de la Instalación de Conexión que están unidas galvánicamente con la Red de Media Tensión del SD deberán disponer de protección contra descargas atmosféricas y sobre tensiones.

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 Artículo 1-4.

El desconectador indicado en el literal a) deberá ~~ser de contar con~~ 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 una distancia de al menos 20 metros.

~~Artículo 7-9.~~ Artículo 7-10. Puesta a tierra

El esquema de puesta a tierra de la Instalación de Conexión de un PMGD no deberá originar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados al SD ni tampoco alterar la coordinación de la protección contra fallas a tierra de la Red de Media Tensión del SD.

Los sistemas de puesta a tierra dispuestos para los equipamientos de interconexión del PMGD, señalados en el Artículo 7-9, serán incluidos dentro de los costos de conexión del PMGD.

En ~~el caso de~~ 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.

Los demás requisitos aplicables a la puesta a tierra del PMGD deberán cumplir lo dispuesto por el Artículo 1-4.

~~Artículo 7-10.~~ Artículo 7-11. Coordinación con equipos del SD

La conexión de un PMGD no deberá hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el SD, ni la capacidad de interrumpir cortocircuitos en ella. ~~Asimismo, la~~ conexión de un PMGD no deberá causar la operación de Interruptores o desconectores existentes en el SD, ni impedir su cierre o reconexión. No se podrán ocupar equipos que no estén aprobados para ello, en particular, en las funciones de separación o conexión de un PMGD, dar respaldo a un Interruptor y en general en la operación con carga.

~~Artículo 7-11.~~ Artículo 7-12. Regulación de tensión del transformador elevador

En caso de que la tensión del SD en el Punto de Conexión presente un rango de variación que supere las exigencias establecidas, se recomienda que el transformador de media a baja tensión de la Instalación de Conexión tenga un rango de regulación bajo carga suficiente, de manera de compensar en todas las instalaciones de baja tensión la banda de variación que presente la tensión en la Red de Media Tensión.

Las características del transformador deberán ser informadas a la empresa correspondiente, incluyendo conexión, paso del cambiador, impedancias de cortocircuito, máxima corriente de conexión, entre otras.

Adicionalmente, 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.

Título 7-3 Dispositivo de Sincronización

Artículo 7-12. Artículo 7-13. Exigencias

En el caso de PMGD sincrónicos directamente conectados a la Red de Media Tensión del SD, el dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización deberá ser automático y contener un equipamiento de medida, consistente en compuesto por un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión de secuencia cero.

Título 7-4 Instalaciones de control y medida

Artículo 7-13. Artículo 7-14. Ubicación

Los medidores destinados a facturación, y los sus aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre la Empresa Distribuidora y el propietario del PMGD. No obstante, la ubicación de los equipos deberá ser visible s y accesible s para el personal de la Empresa Distribuidora u organismos calificados.

En Instalaciones Compartidas, se podrá utilizar un equipo de medida bidireccional que cumpla con las exigencias establecidas tanto para la medición de las inyecciones de energía como de los consumos, conforme a la normativa vigente.

Artículo 7-14. Artículo 7-15. Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas

Los PMGD deberán implementar un sistema de medida de acuerdo con lo dispuesto en el Título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS vigente.

Los medidores de energía, analizadores de red y los Equipos Compactos de Medida deberán ser polifásicos y cumplir con el índice de clase de precisión indicado en la NTSyCS vigente.

Por su parte, los transformadores de corriente y de potencial para medida deberán ser de tres elementos y cuatro hilos.

El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador podrá ser implementado de dos maneras; la primera de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” de la NTSyCS, es decir, a través de un enlace de comunicación exclusivo directo al Coordinador. Si el PMGD utiliza esta conexión, deberá habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar a los equipos de medida, z con el objeto de que esta última pueda conocer el estado operativo del PMGD.

Como segunda ~~opción~~ alternativa, el PMGD podrá implementar un enlace hacia el sistema de comunicación de la Empresa Distribuidora, de manera que el envío de las medidas del PMGD hacia la PRMTE, se realice a través del enlace de comunicaciones que la Empresa Distribuidora dispone para estos fines. Este tipo de conexión también deberá permitir el acceso de la Empresa Distribuidora a las mediciones del PMGD, con el objeto de que aquella pueda conocer el estado operativo de éste.

Adicionalmente, el sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo, mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para que le permita operar por al menos dos horas luego de una interrupción de suministro.

En caso de que un PMGD se componga de unidades generadoras de más de una tecnología, se deberá tener un equipo de medida por cada agrupación de unidades de la misma tecnología.

Excepcionalmente, aquellos PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 7-16 de la presente ~~título~~ norma.

~~Artículo 7-15.~~ Artículo 7-16. **Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada**

Los PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, deberán enviar las medidas que sean requeridas a la PRMTE del Coordinador, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7-15, pero considerando las siguientes exigencias especiales para los sistemas de medición asociados:

1. Características Generales de los Sistemas de Medición:

- 1.1. Fabricación acorde a última revisión de norma IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003, ANSI 12.20, NCh 2542, o aquellas que las reemplacen.
- 1.2. Capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.
- 1.3. Del tipo estático normalizados como índice de clase de precisión 0,5 o más precisa, según norma IEC 62053-22:2003 o aquella que la reemplace.
- 1.4. Disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos. Solo se podrán instalar transformadores de corriente y de potencial de dos elementos en caso de que la medición se realice en un transformador elevador con grupo de conexión no aterrizado en el lado de media tensión, donde se realice la medición.
- 1.5. Corriente de carga máxima secundaria de, al menos, 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A], y de, al menos, 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].
- 1.6. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.
- 1.7. Disponer de programas que, como mínimo al menos, permitan la lectura y configuración local.

- 1.8. Disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.

2. Memoria de Masa para los Sistemas de Medición:

- 2.1. Disponer de almacenamiento de información en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.2. Disponer de memoria de masa para el registro de, al menos, 4 canales, durante un período de al menos 40 días, para almacenamiento en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.3. Capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros, es decir, mantener inalterados los registros anteriores a la intervención.
- 2.4. Capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos, 40 días por medio de una memoria no volátil.

3. Registro de Variables:

- 3.1. Medición y cálculo de, al menos, las siguientes variables eléctricas en unidades de ingeniería:
 - 3.1.1. Energía Activa Consumida [kWh] (1 variable)
 - 3.1.2. Energía Reactiva Consumida [kVArh] (1 variable)
 - 3.1.3. Energía Activa Inyectada [kWh] (1 variable)
 - 3.1.4. Energía Reactiva Inyectada [kVArh] (1 variable)
- 3.2. Configuración de las constantes de razón de transformación y de multiplicación, de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.
- 3.3. La cantidad de periodos de data medida debe ser igual a la cantidad de periodos correspondientes al tiempo transcurrido.
- 3.4. Registrar los retiros en canales directos (delivered consumido o positivo), y las inyecciones en los canales reversos (received entregado, inyectado o negativo), considerando como referencia la barra de conexión.
- 3.5. El sistema de medición junto con el enlace de comunicación con el Coordinador deberá garantizar una disponibilidad de información mayor o igual al 97% en una ventana móvil de 12 meses.

4. Estampa de Tiempo:

- 4.1. Para los medidores conectados cuya potencia sea menor a 1,5 MW la estampa podrá ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.
- 4.2. La hora local de los equipos de medida deberá estar referida a UTC-3, sin cambio durante el año. El ajuste de hora necesario para adecuar los registros a la hora oficial

definida en la presente NT de SyCS debe ser realizado por los respectivos sistemas del Coordinador.

- 4.3. La sincronización horaria deberá ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora referida a UTC-3 y la hora del equipo de medida.
- 4.4. La sincronización horaria podrá ser realizada en forma remota o presencial, según las funcionalidades que estén disponibles en el equipo de medida.
- 4.5. El reloj interno deberá disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma por, al menos, 5 años.
- 4.6. El equipo de medida deberá disponer de un visualizador o display que permita al Cliente visualizar la hora configurada en el equipo.

5. Comunicaciones y envío de datos de los Equipos de Medida:

- 5.1. El sistema de comunicación deberá permitir al PRMTE del Coordinador acceder a la información de la hora local del medidor.
- 5.2. 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, ~~al con el~~ objeto de que sea incorporado en dicha plataforma.
- 5.3. Contar con un puerto de comunicación Ethernet, de acuerdo con lo establecido en el Anexo Técnico de la NTSyCS “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”, o un puerto de comunicación serial. En caso de que se utilice un puerto serial, deberá establecerse un periodo de lectura remota diario para uso exclusivo de la PRMTE del Coordinador, lo que debe ser previamente acordado con el Coordinador. Durante dicho periodo, el equipo deberá estar siempre disponible para el uso exclusivo del Coordinador, debiendo el PMGD asegurar dicha disponibilidad.
- 5.4. 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 correspondiente. ~~El PMGD, el cual~~ tendrá un plazo máximo de 15 días desde recibida la notificación, para tomar las medidas correctivas que permitan subsanar o normalizar el problema. Si transcurrido dicho plazo el problema persiste, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, junto con todos los antecedentes del caso, para que esta inicie un proceso de investigación, el cual podrá concluir con sanciones y/o desconexiones de las instalaciones involucradas.

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 Coordinador en los formatos que este último establezca y con una periodicidad diaria o cada 3 días corridos como máximo, desde ocurrida la interrupción y hasta que se restablezca interrogación remota de los equipos de medida.

~~Artículo 7-16.~~ Artículo 7-17. **Protección RI**

Las medidas de protección para el PMGD, distintas a la protección RI, tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW, en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT, siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3%.

Las señales para la Protección RI podrán ser obtenidas directamente de un equipo compacto de medida, siempre y cuando no se sobrepase la potencia nominal definida (burden) para el equipo de medición.

En caso de que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el Interruptor de acoplamiento para la desconexión del PMGD del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión. La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y la tensión se medirá entre fases, mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Además, Deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, sellar los equipos de protección y realizar bloqueo de acceso remoto contra eventuales modificaciones. En caso de que sea posible, el control de la Protección RI quedará bajo clave digital, la cual estará en conocimiento de la Empresa Distribuidora. 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 estas, y así como sobre al el 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 en la etapa de Puesta en Servicio o en las Pruebas Periódicas, según corresponda, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 9-1.

En el caso de que la Protección RI se encuentre integrada en un equipo reconectador, se podrá prescindir del sello señalado en el inciso precedente, siempre y cuando el equipo cuente con funciones de registros auditables para todos los cambios en la configuración del mismo y que la Empresa Distribuidora pueda bloquear el acceso remoto a los ajustes del reconectador garantizando la imposibilidad de realizar modificaciones a éste.

~~Artículo 7-17.~~ Artículo 7-18. **Funciones de protección**

Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas (Protección RI) que un PMGD debe implementar en el Interruptor de Acoplamiento son:

- a) Subtensión (Nema 27).
- b) Sobretensión (Nema 59).
- c) Subfrecuencia (Nema 81U).
- d) Sobre frecuencia (Nema 81O).
- e) Anti isla eléctrica.

Adicionalmente, la Instalación de Conexión deberá contar con las siguientes funciones de protecciones:

- a) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
- b) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N).
- c) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N).

En caso de que el PMGD cuente con un transformador elevador con conexión Y-d, no se requerirá implementar la función de Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), siempre y cuando las fallas residuales puedan ser detectadas por las protecciones de sobrecorriente.

~~Artículo 7-18.~~ Artículo 7-19. **Disparo transferido**

En el caso de una Instalación Compartida, el Interruptor de Acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión, con el propósito de que la desconexión del PMGD no implique necesariamente la desconexión de las instalaciones de consumo. De manera análoga, en el caso de PMGD con capacidad instalada inferior a 500 kW, el Interruptor de Acoplamiento también podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión. Para tal efecto, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido.

El sistema de disparo transferido deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- a) En caso de falla del enlace para la transferencia del disparo, el Interruptor de Acoplamiento deberá desacoplar al PMGD inmediatamente.
- b) Se deberá tomar resguardo contra interferencias que puedan afectar al sistema de disparo transferido.

- c) Las especificaciones técnicas del sistema de disparo transferido se realizarán conforme lo establecido en el Artículo 1-4 y deberán contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que en una Instalación Compartida no se habilite el esquema descrito en el primer párrafo, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento ubicado en el Punto de Conexión con el Alimentador, desconectando simultáneamente el PMGD y el consumo, frente a fallas en la red.

En caso de presencia de grupos de emergencia, se deberá tomar los resguardos necesarios para evitar el paralelismo no intencional entre éstos y el o los PMGD.

En cualquier caso, la implementación de disparo transferido no reemplaza las protecciones propias del PMGD.

~~Artículo 7-19.~~ Artículo 7-20. Limitación de potencia a inyectar

El PMGD no podrá superar los excedentes de potencia consignados en el respectivo ICC, ni operar fuera de los bloques horarios autorizados, cuando corresponda. Para garantizar el cumplimiento de dicha condición, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios que permitan limitar sus inyecciones hacia la red, lo anterior, en un tiempo máximo de actuación de 2 segundos.

Los PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario deberán disponer de las protecciones, controles y redundancia necesarias que permitan garantizar la inyección de sus excedentes conforme a los bloques horarios consignados en su ICC.

Asimismo, la Empresa Distribuidora será la responsable de definir la consigna horaria para los dispositivos asociados al PMGD, indicando expresamente la referencia de tiempo GMT para la programación, sincronización y verificación del cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC.

~~Artículo 7-20.~~ Artículo 7-21. Pruebas

Para la ejecución de la prueba a la Protección RI, deberá instalarse una regleta con separación longitudinal y provista de bornes de pruebas, la que deberá quedar ubicada en un lugar de fácil acceso. A través de esta regleta se accederá a los terminales de medida de las protecciones, a las tensiones auxiliares y a los disparos hacia el Interruptor de Acoplamiento.

El tipo y conformación de la regleta de pruebas deberán ser ~~concordado~~ acordados con la Empresa Distribuidora o con la empresa dueña de instalaciones de distribución, en su caso y, de la misma forma, podrá establecerse que la regleta sea reemplazada por enchufes de prueba, siempre que éstos aseguren la imposibilidad de efectuar conexiones incorrectas.

~~Artículo 7-21.~~ Artículo 7-22. Sistemas de comunicación operativa

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.

~~Título 7-5. Comportamiento en estado normal en la red de media tensión~~

~~Artículo 7-22. Regulación y Elevación de Tensión~~

~~Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. Con todo, las variaciones de tensión no podrán exceder los límites señalados en el Artículo 7-19 de la presente Norma Técnica.~~

~~Artículo 7-23. Sincronización al SD~~

~~El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el Punto de Conexión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización, y sin originar un Parpadeo que exceda lo indicado en el Artículo 7-34. Esto deberá ser comprobado mediante estudios sistémicos, comparando la operación del Alimentador en condiciones normales de operación previo a la conexión del PMGD, y el Alimentador con el PMGD ya conectado en un escenario de generación máxima del PMGD evaluado en conjunto con la demanda máxima del Alimentador.~~

~~En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:~~

- ~~a) Diferencia de tensión $\Delta V < \pm 10\%$~~
- ~~b) Diferencia de frecuencia $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$~~
- ~~c) Diferencia de ángulo de fase $\Delta \phi < \pm 10^\circ$~~

~~Artículo 7-24. Energización por parte del PMGD~~

~~El PMGD no deberá energizar la Red de Media Tensión del SD, o parte de esta, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora.~~

~~Artículo 7-25. Compensación de potencia reactiva~~

~~La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente NT para el punto de repercusión respectivo.~~

~~Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa Distribuidora la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta~~

~~oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la Tensión de Suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.~~

~~Los condensadores de compensación instalados junto al PMGD no podrán ser conectados a la Red de Media Tensión del SD antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador. Las maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva se deberán realizar en conformidad con el mecanismo de coordinación acordado con la empresa respectiva.~~

Artículo 7-26. — Interferencia electromagnética

~~La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.~~

Artículo 7-27. — Ondas de tensión y corriente

~~La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4.~~

~~El equipo de cierre de la Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir un 220% de la Tensión de Suministro permanentemente.~~

Título 7-6 — Comportamiento en estado de falla

Artículo 7-28. — Desconexión

~~El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado.~~

~~Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD, en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.~~

~~La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 7-32.~~

~~El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando esta sea reconectada al Sistema Interconectado.~~

Artículo 7-29. — Desconexión por tensión

~~Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 4, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla~~

y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 4 Tiempo de despeje según rango de tensión

Rango de tensión [% de $V_{\text{máx}}$]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	1,00
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Los valores indicados en la columna “Rango de Tensión” de la Tabla 4 podrán ser adaptados a valores “fase neutro” manteniendo los tiempos de despeje establecidos en la misma tabla.

Artículo 7-30. — Desconexión por frecuencia

Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en la Tabla 5, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 5 Tiempo de despeje según rango de frecuencia

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [segundos]
$> 51,5$	0,1
51,5 a 51,0	90
51,0 a 49,0	Permanente
49,0 a 47,5	90
$< 47,5$	0,1

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

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 Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, estas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

Artículo 7-31. Pérdida de sincronismo

~~El PMGD deberá contar con una protección contra pérdida de sincronismo, de modo de evitar efectos indeseados en la Red de Distribución, tales como el parpadeo o flicker, a que se refiere el Artículo 7-34 de la presente Norma Técnica. Dicha protección deberá operar aislando el PMGD de la Red de Distribución en el Punto de Conexión.~~

Artículo 7-32. Reconexión al Sistema de Distribución

~~La Empresa Distribuidora autorizará la reconexión del PMGD al Sistema de Distribución cuando las variables de tensión y frecuencia se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente. A estos efectos, los rangos de tolerancia serán los siguientes:~~

- ~~1.— Densidad Media o Alta⁴: 0,94 a 1,06 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.~~
- ~~2.— Densidad Baja o muy Baja⁵: 0,92 a 1,08 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.~~

~~Cuando un PMGD se reconecte al SD, luego de una falla en el SD o de una isla no intencionada, habiendo o no cambios topológicos en la red, la potencia inyectada no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto. Los PMGD, cuya potencia sea inferior a 500 kW y que no puedan configurar un gradiente, podrán reconectarse con un retardo de 1 a 10 minutos contados desde que las condiciones del SD se encuentren dentro de los rangos de tolerancia aceptados, incluyendo el tiempo de espera. Este tiempo será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora.~~

~~Los anteriores parámetros de reconexión podrán modificarse, en casos justificados técnicamente por la Empresa Distribuidora, lo que deberá ser comunicado a la Superintendencia.~~

~~En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD debe coordinar la reconexión con la misma.~~

Título 7-5 Calidad de servicio del PMGD**Artículo 7-23. Cumplimiento de la normativa técnica**

Título 7-7 Los PMGD deberán en todo momento cumplir con los estándares y exigencias establecidas en la normativa técnica, que corresponda, a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución.

⁴~~.Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.~~

⁵~~.Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.~~

~~Artículo 7-33.~~ Artículo 7-24. Inyección de corriente continua

Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de la corriente nominal en el Punto de Conexión.

~~Artículo 7-34.~~ Artículo 7-25. Parpadeo

El PMGD no deberá crear una severidad de Parpadeo molesta para otros usuarios del SD. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

~~Artículo 7-35.~~ Artículo 7-26. Distorsión armónica

Las corrientes y tensiones armónicas generadas por el(los) inversor(es) o convertidor(es) de frecuencia que formen parte de un PMGD deberán cumplir con los estándares definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

En la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el Punto de Conexión, no deberán superar los límites dispuestos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

~~Título 7-8.~~ Título 7-6. Operación en Isla

~~Artículo 7-36.~~ Artículo 7-27. Operación en Isla

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD. ~~Para lo cual~~, se deberán implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras esta permanezca desenergizada.

La Empresa Distribuidora ~~puede~~ podrá 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.

CAPÍTULO 8 EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN

Título 8-1 Generalidades

Artículo 8-1. Verificación de exigencias

La verificación de las exigencias establecidas en el Capítulo 7 de la presente norma técnica para las Instalaciones de Conexión, se realizará en conformidad a las pruebas señaladas en el presente capítulo. Las-Estas pruebas son aplicables a cualquier esquema de conexión. Los resultados de estas pruebas deberán ser documentados formalmente por el propietario u Operador del PMGD. Dicha documentación deberá estar disponible para la Empresa Distribuidora y la Superintendencia.

Las especificaciones y exigencias tendrán validez cualquiera que sea la característica del PMGD, esto es, máquina sincrónica, máquina asincrónica, inversor estático o convertidor de frecuencia.

Artículo 8-2. Comunicación y Autorización de Interconexión

La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del mismo por parte de la Empresa Distribuidora. Todo PMGD que se interconecte al Sistema de Distribución deberá previamente haber sido declarado en construcción por la Comisión, y autorizado por el Coordinador para su energización.

Para la puesta en servicio, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto a la autorización del Coordinador para el inicio de este proceso, en conformidad a lo establecido en el procedimiento de conexión del Capítulo 3.

Título 8-2 Pruebas de diseño y de la instalación de conexión

Artículo 8-3. Pruebas de equipamiento de conexión

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, al menos, los siguientes:

- a) Interruptor de Acoplamiento;
- b) Equipos de Sincronización;
- c) Conductores aéreos y subterráneos;
- d) Transformador(es);
- e) Inversores; y
- f) Equipos de Medición.

Artículo 8-4. Interferencia electromagnética

Los equipos correspondientes a la Instalación de Conexión deben ~~probar~~demostrar que la existencia de interferencia electromagnética no debe conducir a un cambio de estado o a una falsa operación de la instalación, según lo dispuesto en el Artículo 1-1. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4.

Artículo 8-5. Formación de isla eléctrica

La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 1-1 de la presente ~~NT~~norma técnica, cualquiera sea el método usado para detectar aislamiento. Esta exigencia podrá ser acreditada mediante la presentación de certificados emitidos en conformidad con las normas IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 u otra normativa equivalente.

Artículo 8-6. Inversores

Los PMGD que operan con inversores deberán cumplir con:

- a) Límites de inyección de corriente continua prescritos en el Artículo 7-24. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-4. ~~Que~~Los PMGD que operan con inversores deberán verificar que, bajo un grupo controlado de condiciones, la unidad cumple con los límites armónicos especificados en el Artículo 7-26. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1-4.
- b) Adicionalmente, en caso de que estén conformados por inversores tipo full converter, deberán acreditar el cumplimiento de la protección anti isla según la norma IEC 62116 (alternativamente VDE 0126-1-1, IEEE 1547 o VDE AR-N 4105 según corresponda), mediante la presentación de una declaración de conformidad del fabricante.

Artículo 8-7. Sincronización

Las pruebas de sincronización deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 1-1. Según la tecnología de la Unidad Generadora, se realizarán las siguientes pruebas:

- a) Conexión de un PMGD sincrónico a una Red de Media Tensión de un SD: Esta prueba debe demostrar que el equipo de sincronización no permite el cierre, si alguno de los 3 parámetros señalados en el Artículo 1-1 está fuera del rango exigido al momento de la conexión. Para ello, se deberá ajustar fuera de rango en el sincronizador cada uno de los parámetros indicados en el Artículo 1-1 en forma secuencial, y verificar que al cabo de 5 minutos no se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador. Finalmente, se deberá verificar que al ajustar los 3 parámetros indicados en el Artículo 1-1 dentro del rango, se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador.

- b) Conexión de una máquina asincrónica: En el caso de generadores de inducción autoexcitados, se debe determinar la máxima corriente de partida, o inrush, tomada por la máquina. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, permiten estimar la caída de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización establecidas en el Artículo 1-1, ni las exigencias de Parpadeo establecidas en Artículo 7-25.
- c) Conexión de instalaciones con inversores: Un PMGD que opera con inversores y que produce tensión fundamental antes de la conexión, deberá ser probado en forma similar a los generadores sincrónicos.
- d) Otros PMGD basados en inversores: Se deberá determinar la máxima corriente de partida del generador. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, ~~permiten~~ permitirán estimar el cambio de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización hechas en el Artículo 1-1 y las exigencias de Parpadeo del Artículo 7-25.

Artículo 8-8. Aislamiento

Para las pruebas de aislamiento, se considerará que el desempeño frente a ondas de impulso de la Instalación de Conexión deberá ser ~~probado~~ evaluado en relación con las exigencias del Artículo 1-1, bajo todas las formas normales de operación, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4, para todos los equipos de Tensión Nominal inferior a 1.000 V. Los equipos de tensión superior a 1.000 V serán probados de acuerdo con los estándares del fabricante o de quien integre los equipos. Para los circuitos de control y de señales se verificará que su desempeño frente a ondas de impulso sea conforme lo establecido por el Artículo 1-4. Como resultado de las pruebas, se habrá verificado que la unidad no falló, no operó erróneamente, ni proporcionó información equivocada.

Además, para las pruebas de aislamiento, se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias relativas al equipo de cierre de la Instalación de Conexión del Artículo 1-1.

Título 8-3 Pruebas de puesta en servicio

Artículo 8-9. Generalidades

Las pruebas de puesta en servicio tienen como finalidad comprobar el correcto desempeño del equipamiento de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora en terreno. Estas pruebas se realizarán ya sea usando un método de carga externa, un método de inyección secundaria, o bien energizando la instalación desde el SD.

Los protocolos para la realización de las pruebas de puesta en servicio podrán ser presentados de forma anticipada a la misma, previo acuerdo entre el PMGD y la Empresa Distribuidora.

Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguientes:

- a) Respuesta a tensión y frecuencia anormales.
- b) Respuesta a sobre corrientes residual y de fase.
- c) Pruebas de aislamiento.
- d) Prueba de formación fortuita de isla eléctrica.
- e) Limitación de inyecciones de potencia y disparo transferido.
- f) Pruebas de inyección de energía.

g) Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida.

h) Inspección de las instalaciones.

i) Pruebas de puesta a tierra.

j) Instalaciones de medida y facturación.

k) Reconexión automática.

l) Prueba de no formación de isla.

m) Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD.

n) Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD.

g) Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar registradas en el Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio.

Artículo 8-10. Protocolo de puesta en servicio

Antes de las pruebas señaladas en el presente título, el Operador del PMGD o su propietario realizará las siguientes inspecciones visuales:

- a) Inspección para asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el Artículo 7-9.
- b) Inspección para confirmar la existencia del Interruptor de Acoplamiento, en concordancia con lo establecido en el Artículo 7-7.
- c) Inspección de los ajustes de la protección RI, tanto de los parámetros de desacoplamiento como de los de reconexión, en concordancia con lo establecido en el Artículo 1-1 y Artículo 1-1.

Artículo 8-11. Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales

La prueba de respuesta a tensión y frecuencia anormales deberá demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la tensión o la frecuencia sobrepasen los límites especificados en el Artículo 1-1 y Artículo 1-1.

Artículo 8-12. Pruebas de respuesta a sobrecorriente

La prueba de respuesta a sobrecorriente residual y de fase deberá demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la corriente residual y de fase sobrepasen los límites especificados en el proyecto o estudio de protecciones. Esta prueba se puede realizar utilizando el método de inyección secundaria. Las Empresas Distribuidoras deberán disponibilizar de forma pública los protocolos utilizados para realizar dichas pruebas.

Artículo 8-13. Pruebas de aislamiento

Para las pruebas de aislamiento se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias del Artículo 1-1.

Artículo 8-14. Prueba de formación fortuita de isla

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 1-1 y Título 7-6, si corresponde, de la presente norma técnica NT. La realización de la prueba debe ser verificada por la Empresa Distribuidora.

Artículo 8-15. Prueba de limitación de inyecciones

La prueba de limitación de inyecciones de potencia será aplicable para los PMGD cuya potencia instalada supere la potencia máxima declarada para inyección a la red y que tengan un sistema de limitador-limitación de inyección-inyecciones a la red. El sistema será probado para confirmar que la potencia declarada para inyección y el tiempo de operación del sistema, no supere en ninguna circunstancia lo descrito en el Artículo 7-20.

Adicionalmente, ~~Los~~ PMGD que cuenten con una protección en el Punto de Conexión con disparo transferido, deberán verificar, ~~adicionalmente~~, que la pérdida de comunicación entre la protección RI y el Interruptor de acoplamiento, provoca la desconexión inmediata del PMGD.

Artículo 8-16. Pruebas de Inyección de energía

El día de la PES, se deberá verificar que el PMGD esté en condiciones de poder inyectar un nivel de corriente adecuado que permita verificar la direccionalidad de los ajustes configurados en el interruptor de acoplamiento o reconectador. El nivel de corriente será indicado por Empresa Distribuidora en el respectivo protocolo para realización de las pruebas de puesta en servicio.

Artículo 8-17. Pruebas del equipamiento de respaldo del sistema de medida

El día de la PES, se deberá verificar que el equipamiento de respaldo del sistema de medida del PMGD cumpla con los requerimientos establecidos en el Artículo 7-15 de la presente Norma Técnica.

Artículo 8-18. Inspección de las instalaciones

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar una inspección de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora del PMGD, a fin de verificar que estas correspondan con los planos, memorias y especificaciones técnicas del proyecto definitivo y que sirvieron de base para la emisión del ICC.

Artículo 8-19. Pruebas de puesta a tierra

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar pruebas a las mallas de puesta a tierra en todas las instalaciones propias del PMGD, con el objetivo de comprobar su existencia y su correcta implementación. Lo anterior, deberá ser en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 1-4 de la presente ~~Norma~~ norma Técnica.

Artículo 8-20. Instalaciones de medida y facturación

El Operador del PMGD o su propietario deberá verificar la concordancia de las instalaciones de medida y facturación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7-15 y Artículo 7-16. 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 Artículo 7-13.

Artículo 8-21. Reconexión automática

El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que ~~esta dicha reconexión se realiza~~ realice según las exigencias del Artículo 1-1.

Artículo 8-22. Pruebas de no formación de isla

Una vez conectado el PMGD, el Operador del PMGD deberá llevar a cabo la Prueba de Funcionamiento de la no formación de Isla. Para ~~esto ello, se~~ deberá comprobar el funcionamiento de la separación del SD, operando un equipo que interrumpa la carga. ~~Se debe~~ Verificar que la Instalación de Conexión deja de energizar sus terminales de salida, y no reconecta o no recomienza su operación dentro del rango de tiempo requerido. La prueba deberá ser ejecutada individualmente para cada fase. Esta prueba verifica concordancia con las exigencias sobre separación de la Red de Media Tensión del SD establecidas en el Capítulo 7.

De existir una instalación compensadora de reactivos, se deberá comprobar que ella es conectada y desconectada junto con el PMGD.

Para los PMGD que operen en una isla programada, deberá efectuarse la Prueba de Funcionamiento de Operación Programada en Isla, una vez suscrito el acuerdo de Operación en Isla con la Empresa

Distribuidora. Durante la prueba, el PMGD deberá mantener en todo momento los niveles de tensión y frecuencia establecidos en la normativa vigente.

Todas las pruebas señaladas en el presente artículo serán realizadas siguiendo los procedimientos y protocolos elaborados por la Empresa Distribuidora y que deberán formar parte de la información pública de la Empresa Distribuidora. Para el caso de estas pruebas, se deberán incluir, al menos, cuando corresponda, las condiciones de operación, los elementos que se deben operar y las funciones de protecciones, conforme lo establecido en la presente norma técnica NT.

Artículo 8-23. Pruebas de verificación de parámetros de protecciones e inyección de PMGD

Durante la puesta en servicio, la Empresa Distribuidora verificará que los parámetros de las protecciones y de las inyecciones sean los adecuados. En caso de detectar inconsistencias en los ajustes, la conexión del PMGD no podrá llevarse a cabo. Esta situación debe quedar registrada como una conexión fallida atribuible al PMGD. Lo anterior, deberá ser subsanado por el PMGD en caso de presentar una nueva notificación de conexión.

Los PMGD ajustados a bloques horarios no podrán modificar sus parámetros de protecciones, incluida la protección de limitación de potencia, salvo que cuenten con la aprobación previa y por escrito de la Empresa Distribuidora. Por tanto, cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución.

Artículo 8-24. Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD

El día de la Puesta en Servicio, la Empresa Distribuidora deberá realizar las pruebas necesarias en los equipos de control y monitoreo para verificar que el PMGD esté debidamente comunicado e integrado al centro de control de la Empresa Distribuidora. Para ello se deberá verificar que el equipamiento telecomandado opera correctamente.

Artículo 8-23, Artículo 8-25. Pruebas de puesta en servicio

Los resultados de las pruebas de puesta en servicio señaladas en el presente título estarán contenidos en el “formulario de protocolo de puesta en servicio” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto, Alimentador y subestación donde se conecta.
 - II. Nº de proceso de conexión y de solicitud de ICC.
- b. Inspección Visual para asegurar cumplimiento de las exigencias técnicas establecidas en Capítulo 7.
 - I. Confirmación de existencia de Interruptor de Acoplamiento.

- II. Ajustes de la protección RI, parámetros de desacoplamiento y de reconexión.
- III. Existencia de protecciones con funciones de sobrecorriente de fase, residual y sobretensión de secuencia cero.
- c. Parámetros de desconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de despeje.
 - II. Rangos de frecuencia y tiempos de despeje.
- d. Parámetros de reconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de reconexión.
 - II. Rangos de frecuencia y tiempos de reconexión.
- e. Parámetros de protección anti-isla.
 - I. Relé Salto Vector o Rocof.
 - II. Tiempo de desconexión medido Salto Vector o Rocof.
- f. Excedente de potencia asociada a la puesta en servicio.
- g. Consumos propios del PMGD.
- h. Declaración de realización de puesta en servicio en presencia de Empresa Distribuidora e instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.
- i. Declaración jurada de cumplimiento de todas las exigencias establecidas en la presente [norma técnica.NT](#)
- [j.](#) PES por etapas.
- [j-k.](#) [Verificación del funcionamiento del Sistema de Limitación de Inyecciones, cuando corresponda, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 8-15 de la presente norma técnica.](#)

Las pruebas de puesta en servicio deben ser realizadas en presencia de la Empresa Distribuidora y de un instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.

Una vez superadas las pruebas, el “formulario de protocolo de puesta en servicio” deberá ser firmado y archivado por el PMGD, la Empresa Distribuidora y el instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia como comprobante de la realización de ellas. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá enviar copia del “formulario de protocolo de puesta en servicio” a la Superintendencia, con copia al Coordinador, dentro de los 5 días siguientes a la realización de estas pruebas.

Artículo 8-24. Artículo 8-26. Entrada en Operación

El PMGD deberá enviar una carta dirigida al Coordinador solicitando su Entrada en Operación. En caso de que no existan requerimientos normativos que se encuentren pendientes, el Coordinador comunicará mediante carta dirigida al PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia y a la Comisión, el otorgamiento de la autorización indicando la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación quedará disponible por parte del Coordinador para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso de rechazo, el Coordinador indicará al PMGD, con copia a la Empresa Distribuidora, sobre los requerimientos que se encuentran pendientes.

El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días para responder a la solicitud del PMGD.

CAPÍTULO 9 ~~PRUEBAS PERIÓDICAS DE~~
~~LA INSTALACIÓN DE~~
~~CONEXIÓN~~ EXIGENCIAS PARA LA
OPERACIÓN Y COORDINACIÓN DE
PMGD

Título 9-1 Comportamiento en estado normal en la red de media tensión

Artículo 9-1. Regulación y Elevación de Tensión

Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. Con todo, las variaciones de tensión no podrán exceder los límites señalados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente.

Artículo 9-2. Sincronización al SD

El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el Punto de Conexión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización, y sin originar un Parpadeo que exceda lo indicado en el Artículo 7-25. Esto deberá ser comprobado mediante estudios sistémicos, comparando la operación del Alimentador en condiciones normales de operación previo a la conexión del PMGD, y el Alimentador con el PMGD ya conectado, en un escenario de generación máxima del PMGD evaluado en conjunto con la demanda máxima del Alimentador.

En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:

- a) Diferencia de tensión $\Delta V < \pm 10\%$
- b) Diferencia de frecuencia $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- c) Diferencia de ángulo de fase $\Delta \phi < \pm 10^\circ$

Artículo 9-3. Energización por parte del PMGD

El PMGD no deberá energizar la Red de Media Tensión del SD, o parte de esta, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13.

Artículo 9-4. Compensación de potencia reactiva

La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente norma técnica para el punto de repercusión respectivo.

Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa Distribuidora la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la Tensión de Suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

Los condensadores de compensación instalados junto al PMGD no podrán ser conectados a la Red de Media Tensión del SD antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador. Las maniobras de conexión y desconexión de equipos de

compensación reactiva se deberán realizar en conformidad con el mecanismo de coordinación acordado con la empresa respectiva.

Artículo 9-5. Interferencia electromagnética

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.

Artículo 9-6. Ondas de tensión y corriente

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 1-4.

El equipo de cierre de la Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir un 220% de la Tensión de Suministro permanentemente.

Artículo 9-7. Desconexión por pérdida de señal del monitoreo y control PMGD

Ante la presencia de una pérdida de la señal de monitoreo y control de un PMGD, donde podría verse comprometida la operación segura de la Red de Distribución, la Empresa Distribuidora podrá establecer la desconexión del PMGD del Sistema de Distribución. Dicha desconexión se mantendrá por el tiempo estrictamente necesario para garantizar el establecimiento de la señal de monitoreo o hasta que la Empresa Distribuidora tenga la certeza de que la seguridad de las redes se encuentra debidamente resguardada.

Asimismo, la Empresa Distribuidora está facultada para operar remotamente el interruptor de acoplamiento si se constatasen o previesen condiciones que pongan en riesgo la seguridad de las personas y/o el Sistema Eléctrico.

Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13.

Artículo 9-8. Desconexión por modificación a las condiciones establecidas en el ICC

Los PMGD no podrán modificar unilateralmente las condiciones establecidas en su ICC, incluyendo las limitaciones horarias y los niveles de inyección definidos. Asimismo, tampoco podrán intervenir el Sistema de Limitación de Inyecciones, si lo tuviere, sin contar con la autorización de la Empresa Distribuidora. Cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución y, por tanto, la Empresa Distribuidora podrá desconectar al PMGD del Sistema de Distribución. La desconexión deberá ser justificada y registrada en la bitácora que hace referencia el Artículo 9-14.

Con todo, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Empresa Distribuidora. Esta última dispondrá de 10 días contados desde el ingreso de dicho reclamo, para dar respuesta a la solicitud. De no llegar a acuerdo entre las partes, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Superintendencia.

Título 9-2 Comportamiento en estado de falla

Artículo 9-9. Desconexión

El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD, en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 9-13.

El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando esta sea reconectada al Sistema Interconectado.

Artículo 9-10. Desconexión por tensión

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 5, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 5 Tiempo de despeje según rango de tensión

<u>Rango de tensión [% de V_n]</u>	<u>Tiempo de despeje [segundos]</u>
<u>$V < 50$</u>	<u>1,00</u>
<u>$50 \leq V \leq 90$</u>	<u>2,00</u>
<u>$110 < V < 120$</u>	<u>1,00</u>
<u>$V \geq 120$</u>	<u>0,16</u>

Los valores indicados en la columna “Rango de Tensión” de la Tabla 5 podrán ser adaptados a valores “fase-neutro” manteniendo los tiempos de despeje establecidos en la misma tabla.

Artículo 9-11. Desconexión por frecuencia

Cuando la frecuencia nominal del SD se encuentre dentro de los rangos indicados en la Tabla 6, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 6 Tiempo de despeje según rango de frecuencia

<u>Rango de Frecuencia [Hz]</u>	<u>Tiempo de despeje [segundos]</u>
<u>>51,5</u>	<u>0,1</u>
<u>51,5 a 51,0</u>	<u>90</u>
<u>51,0 a 49,0</u>	<u>Permanente</u>
<u>49,0 a 47,5</u>	<u>90</u>
<u>< 47,5</u>	<u>0,1</u>

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y la configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, estas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

Artículo 9-12. Pérdida de sincronismo

El PMGD deberá disponer de una protección contra pérdida de sincronismo, de modo de evitar efectos indeseados en la Red de Distribución, tales como el parpadeo o flicker, a que se refiere el Artículo 7-25 de la presente norma técnica. Esta protección deberá operar aislando el PMGD de la Red de Distribución en el Punto de Conexión.

Artículo 9-13. Reconexión al Sistema de Distribución

La Empresa Distribuidora autorizará la reconexión del PMGD al Sistema de Distribución cuando las variables de tensión y frecuencia se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente. A estos efectos, los rangos de tolerancia serán los siguientes:

1. Densidad Media o Alta⁶ : 0,94 a 1,06 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.
2. Densidad Baja o muy Baja⁷ : 0,92 a 1,08 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.

Cuando un PMGD se reconecte al SD luego de una falla en el SD o de una isla no intencionada, habiendo o no cambios topológicos en la red, la potencia inyectada no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto. Los PMGD, cuya potencia sea inferior a 500 kW y que no puedan configurar un gradiente, podrán reconectarse con un retardo de 1 a 10 minutos contados desde que las condiciones del SD se encuentren dentro de los rangos de tolerancia aceptados, incluyendo el tiempo de espera. Este tiempo será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora.

Estos parámetros de reconexión podrán modificarse en casos justificados técnicamente por la Empresa Distribuidora, lo que deberá ser comunicado a la Superintendencia.

En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD deberá coordinar la reconexión con la misma.

Artículo 9-14. Bitácora de Operaciones

La Empresa Distribuidora deberá mantener una Bitácora de Operaciones para cada PMGD, en la cual se registrarán todas las acciones operativas sobre el interruptor de acoplamiento. Dicha bitácora deberá ser elaborada de acuerdo con lo señalado en el Artículo 1-8 de la presente norma técnica. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar la Bitácora de Operaciones al propietario u operador del PMGD si este lo solicita, a más tardar 10 días contados desde la fecha de la solicitud.

Título 9-3 Pruebas periódicas de la instalación de conexión

Artículo 9-15. Pruebas periódicas

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Para ello, un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A, emitida por la Superintendencia, deberá acreditar, ~~en intervalos regulares de un año~~ anualmente, una inspección exhaustiva del estado del PMGD y una inspección visual de los ajustes de la Protección RI, junto con una revisión del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento y los demás elementos de la Instalación de Conexión.

⁶ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

⁷ Pudiendo ser otras densidades, de similares características, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

Adicionalmente, en intervalos regulares no mayores a 3 años, se deberán ~~realizarán~~ pruebas a la Protección RI, por medio del método de inyección secundaria, verificando que su operación sea de acuerdo con los parámetros de configuración señalados en la presente norma técnica ~~NT~~.

~~Dichas~~ Estas acciones deberán ser coordinadas previamente con la Empresa Distribuidora con el fin del retiro e instalación de sellos de la Protección RI.

Los resultados deberán ~~quedar anotados~~ registrarse en un Protocolo e Informe de Pruebas Periódicas, en el cual se ~~deberá~~ documentarán cronológicamente las pruebas realizadas, las que deberán estar siempre accesibles para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión. Dicho informe contemplará los aspectos detallados en el “formulario de informe de pruebas periódicas” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Inspección de ajustes de parámetros de protección RI de desacoplamiento y reconexión.
 - I. Ajustes y tiempos de desconexión visualizados.
- b. Verificación de operación de protección RI mediante desajuste de valores límites.
 - i. Valor de disparo y tiempo de desconexión.
 - ii. Funcionamiento de reconexión automática.

La Empresa Distribuidora podrá solicitar en cualquier momento una verificación del Interruptor de Acoplamiento, de los ajustes de la Protección RI, así como la existencia del informe indicado en el presente artículo.

Los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener un canal de comunicación con el centro de operaciones de la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Asimismo, los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener los contactos tanto administrativos como operativos actualizados.

En caso de irregularidades, la Empresa Distribuidora deberá notificar las causas del incumplimiento, con copia a la Superintendencia, y solicitar al PMGD la regularización en un plazo no superior a 10 días, en caso contrario la Empresa Distribuidora estará facultada para desconectar el PMGD del SD.

Artículo 9-16. Verificación parámetros de protecciones

El propietario u operador del PMGD deberá efectuar, al menos una vez al año, una verificación de los parámetros de sus protecciones. Esta verificación deberá ser realizada por un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A, emitida por la Superintendencia.

La verificación deberá contemplar la revisión de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, sobretensión, subtensión, frecuencia y desconexión, así como la validación de los parámetros asociados a la limitación de potencia, cuando corresponda. Adicionalmente, deberá constatar que no existan modificaciones no autorizadas respecto de los ajustes previamente autorizados y establecidos en el ICC.

Los resultados de esta verificación deberán quedar documentados en un informe técnico oficial que deje constancia de los hallazgos y de las acciones tomadas. El propietario u operador del PMGD deberá entregar este informe a la Empresa Distribuidora a más tardar 10 días hábiles contados desde la fecha de su realización. Dicho informe deberán estar siempre accesible para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión, en concordancia con el Artículo 9-15.

En caso de detectarse inconsistencias en los parámetros verificados, el informe técnico deberá detallar los hallazgos, las medidas correctivas implementadas y la fecha de subsanación de las deficiencias detectadas. De no subsanarse las inconsistencias, la Empresa Distribuidora podrá tomar las medidas correspondientes conforme a lo establecido en el Artículo 8-23 de la presente norma técnica.

Artículo 9-2. Artículo 9-17. Desconexión de Instalaciones

La Empresa Distribuidora podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso de ~~que compruebe~~ comprobarse un peligro inminente; ante 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 este último caso, la Empresa Distribuidora deberá informar previamente a los PMGD que se verán afectados por dicha desconexión.

Asimismo, esta medida ~~Este~~ también es válida ~~de~~ para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o ~~que si se detecte~~ detecta que los ajustes de las protecciones de red se encuentran adulterados.

La ~~Empresa referida~~ Distribuidora deberá informar a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días ~~desde~~ ocurrida la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD, toda vez que desconecte al PMGD del SD por las razones señaladas en el inciso anterior. Dicha carta deberá precisar el día ~~y~~ la hora de la desconexión y los motivos técnicos que ~~justifiquen~~ justificaron la decisión.

La Empresa Distribuidora deberá informar los antecedentes de la reconexión, a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días de normalizada la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD.

Título 9-4 Del monitoreo del PMGD

Artículo 9-18. Monitoreo de PMGD

La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de supervisar los niveles de inyección y el estado del interruptor de acoplamiento. Además, la Empresa Distribuidora deberá monitorear y controlar que la inyección de los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento se ajuste a los bloques horarios consignados en el Artículo 1-11.

Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comprobar que los ajustes de las protecciones se encuentran en condiciones adecuadas para mantener las condiciones de operación y preservar la seguridad de la Red de Distribución.

Artículo 9-19. Comunicación con la Empresa Distribuidora

El PMGD debe estar siempre comunicado al sistema de monitoreo de la Empresa Distribuidora. A efecto de lo anterior, los enlaces de comunicación y el nivel de disponibilidad de la información deben ser acorde a los estándares aplicados en las redes de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora.

Título 9-5 De la operación y control del PMGD

Artículo 9-20. Régimen de operación de Autodespacho

Todos los PMGD operarán con régimen de operación de Autodespacho. A efecto de lo anterior, el PMGD es responsable de establecer la energía y la potencia que va a inyectar a la red de distribución a la cual se encuentra conectado.

Sin perjuicio de lo anterior, los PMGD con componente de almacenamiento que hayan optado por el régimen de bloques horarios, deberán ajustar su inyección de energía y potencia a la red de distribución a los bloques horarios consignados en el respectivo ICC.

Artículo 9-21. Operación y Control de PMGD

Los PMGD deberán en todo momento acatar inmediatamente las instrucciones emanadas por la Empresa Distribuidora y por el Coordinador, que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico.

Artículo 9-22. Intervención en las Instalaciones del PMGD

Cualquier intervención u operación que desee realizar el PMGD en sus instalaciones, que pudiese generar algún riesgo en las redes de distribución, deberá ser coordinada con la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora será la encargada de operar el interruptor de acoplamiento, aislando al PMGD de las redes de distribución para tales efectos. La intervención señalada deberá quedar registrada en la Bitácora de Operación.

Artículo 9-23. Registro de la desconexión

Se deberá registrar detalladamente cualquier tipo de desconexión del PMGD en la Bitácora de Operación, incorporando todos los antecedentes necesarios que justifican dicha operación.

La Empresa Distribuidora será la responsable de comunicar al PMGD la causa y los antecedentes que dieron origen a la operación intempestiva del Equipo Telecomandado.

Título 9-6 De la coordinación del PMGD

Artículo 9-24. Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión Zonal

En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se va comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD.

Artículo 9-25. Determinación de la reducción de inyección

En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión Zonal, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución congestionada. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de la instalación afectada.

El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada.

En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias. Luego, en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. Cabe señalar que, el Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico.

Artículo 9-26. Ejecución de la reducción de inyección

El Coordinador instruirá las reducciones que deben realizar los PMGD que tengan influencia en la instalación afectada. Para lo anterior, indicará la magnitud de potencia a reducir por cada uno de ellos, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida. Para ello el Centro de Despacho y Control del Coordinador comunicará las reducciones a cada uno de los PMGD afectos, con copia a la información a la Empresa Distribuidora correspondiente. El Coordinador registrará las instrucciones de reducción de inyección, así como el levantamiento de esta. Adicionalmente, en cada una de dichas acciones deberá quedar un registro del horario en que fue efectuada. Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer el formato del registro de las instrucciones de operación de los PMGD.

Una vez determinada las reducciones que fueren necesarias, la Empresa Distribuidora registrará las reducciones de los PMGD en la Bitácora de Operación, registrando, al menos, lo siguiente:

- i. fecha y hora de la instrucción del Coordinador;
- ii. magnitud de la inyección del PMGD previa a la instrucción;
- iii. magnitud de la reducción de inyección;
- iv. duración de la reducción de la inyección;
- v. magnitud de la inyección del PMGD posterior a la instrucción; y,
- vi. fecha y hora del levantamiento de la limitación.

Artículo 9-27. Informe de operación mensual del PMGD

Los PMGD deberán enviar al Coordinador y a la Empresa Distribuidora un informe de su operación mensual, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. Este informe deberá ser enviado al Coordinador y a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente.

Para lo anterior, el informe deberá contener al menos lo siguiente:

- i. individualización del PMGD;
- ii. fecha de puesta en servicio del PMGD;
- iii. punto de referencia asociado al PMGD, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 10° del Reglamento, o el que lo reemplace;
- iv. capacidad instalada del PMGD;
- v. tipo de tecnología del PMGD; y,
- vi. proyección de los excedentes de energía horarios esperados para el siguiente mes, expresadas en MWh, considerando las limitaciones de inyección establecidas en el ICC.

CAPÍTULO 10 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 10-1. Generalidades

Las disposiciones transitorias contenidas en este capítulo no pospondrán la entrada en vigencia de las disposiciones contenidas en ~~esta la presente norma técnica~~^{NT}, con excepción de los casos en que ello se establezca expresamente.

Los proyectos que se encuentren en la etapa de realización de estudios de conexión podrán manifestar la intención de reingresar los estudios bajo lo indicado en el Capítulo 3, en un plazo no superior a 10 días desde la publicación de la presente ~~n~~Norma ~~t~~Técnica, siempre y cuando no contemplen cambios significativos.

Por su parte, ~~l~~os proyectos que se encuentren en la etapa de la SCR deberán actualizar los antecedentes que resulten pertinentes en un plazo no superior a 20 días desde la publicación de la presente ~~n~~Norma ~~t~~Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, en aquellos casos en que la actualización en cuestión implique cambios significativos, el Interesado deberá presentar una nueva SCR.

Artículo 10-2. Valorización de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes

En tanto no se dicte la resolución que trata el artículo 89° del Reglamento, que establece los costos unitarios de los diversos componentes que conforman las obras para dar conexión segura a los PMGD, así como sus condiciones de aplicación, los costos deberán ser incorporados al informe de costos de conexión del PMGD y serán de cargo del propietario del PMGD de acuerdo con lo indicado en el Reglamento.

Los costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes deberán considerar los valores de cada uno de los componentes, los costos de montaje asociados, y los valores establecidos para los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, o en su defecto, los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (“VNR”) de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la Empresa Distribuidora deberá indicar el valor de los mismos según la ~~última~~ cotización más reciente, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montaje o recargos ya mencionados.

En el caso de que los componentes no se encuentren fijados en el VNR y no dispongan de cotización, las partes deberán acordar el valor de dicho componente, homologándolo a otro componente de similares características establecido en el VNR. En caso de desacuerdo, la Superintendencia será la encargada de dirimir, previa petición de alguna de las partes, en conformidad con las disposiciones establecidas en el Reglamento.

Artículo 10-3. Plazos de implementación de equipamiento para monitoreo y control de PMGD

Artículo 10-3. — Plazos de implementación de Plataformas asociadas a la Conexión de Proyectos

Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias.

La Plataforma de conexión y todas sus funcionalidades, a las cuales se hace referencia en el Artículo 3-2, deberán encontrarse habilitadas en un plazo de 6 meses contado desde la fecha de publicación de la presente NT. Mientras no se encuentre habilitada la Plataforma o todas las funciones requeridas, deberán tramitarse los procesos de conexión a través de los formularios que disponga la Superintendencia para tal efecto. La no publicación de los nuevos formularios no podrá afectar de ninguna forma la íntegra aplicación de esta NT.

Asimismo, la plataforma asociada al Artículo 3-46 relativa a la comunicación de interconexión a la Superintendencia (TE-7), deberá ser implementada por la Superintendencia en un plazo no superior a 6 meses a contar de la fecha de publicación de la presente Norma Técnica, conforme el formato que esta establezca.

Artículo 10-4. — Formularios para el proceso de conexión

La Superintendencia tendrá un plazo máximo de un mes desde la publicación de la presente NT para publicar los nuevos formularios establecidos en el Capítulo 3, mientras no se encuentre habilitada la plataforma señalada en el Artículo 3-2.

Asimismo, mientras no se hayan publicado los formularios indicados anteriormente, se deberán utilizar aquellos definidos en la presente NT que se encontraba vigente de manera previa a la presente modificación, que mantiene disponible la Superintendencia en su página web. (<https://www.sec.cl/pequenos-medios-de-generacion/>)

Los formularios pueden ser completados a través de cualquier método que resulte legible. Si cualquier información no puede ser escrita en el espacio disponible para ello, quien lo escriba podrá modificar los espacios, pero nunca borrar los ítems que deben ser completados.

Artículo 10-5. — Actualización del Portal de Información Pública

Las Empresas Distribuidoras y el Coordinador, según corresponda, a través de sus medios electrónicos de acceso público, deberán complementar la información faltante solicitada por la presente NT, a través del procedimiento que establecerá la Superintendencia, con el menor impacto posible a los desarrollos ya implementados. La completitud de la información deberá estar

~~disponible en las respectivas plataformas de las Empresas Distribuidoras en un plazo no superior a cuatro meses de publicada la presente NT.~~

~~Mientras no se encuentre actualizada la información en el medio electrónico de acceso público, este incompleta o la información que esta debe contener no se encuentre disponible, la Empresa Distribuidora deberá entregar la totalidad de la información en la etapa de respuesta a la SCR al interesado en conectar o modificar las condiciones previas a las establecidas, en el plazo e instancia establecido por la normativa vigente.~~

~~Artículo 10-6.~~ Artículo 10-4. **Procedimiento de Auditorías**

Mientras no se implementen los registros, plataformas u otras condiciones que se indican en el Capítulo 6, la Superintendencia podrá instruir la realización de una auditoría en conformidad con las normas generales. En ~~tal~~ estos casos, todo lo que no se encuentre reglamentado deberá ser fijado a través de resolución fundada.