

**NORMAS TÉCNICAS PARA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA: RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE SU
APLICABILIDAD AL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO**

**ELIANA ANDREA CAMARGO LIZARAZO
DIEGO FERNANDO ROMÁN DUEÑAS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009**

**NORMAS TÉCNICAS PARA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA: RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE SU
APLICABILIDAD AL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO**

**ELIANA ANDREA CAMARGO LIZARAZO
DIEGO FERNANDO ROMÁN DUEÑAS**

**TESIS DE GRADO EN LA MODALIDAD INVESTIGACIÓN PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS**

INGENIERO ELECTRICISTA PH D. GERARDO LATORRE BAYONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Dedico esta meta alcanzada especialmente a Dios y a mis padres, que con su apoyo y amor estuvieron a mi lado en los buenos y malos momentos, ellos son mis guías y siempre me ayudan a alcanzar mis sueños. Agradezco a mis profesores, mi familia y a mis amigos el logro de este triunfo.

ELIANA ANDREA CAMARGO LIZARAZO

Este proyecto está dedicado enteramente a mi madre, quien con su esfuerzo y sacrificio ha contribuido en este triunfo que hoy nos enorgullece a ambos y que marca el inicio de esta nueva carrera de vida que emprendo hoy. Sin tu ayuda no hubiese sido posible. Gracias.

DIEGO FERNANDO ROMÁN DUEÑAS

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	2
2.1. OBJETIVOS	2
2.1.1. OBJETIVO GENERAL	2
2.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
2.2. PLANTEAMIENTO.....	3
2.3. JUSTIFICACIÓN	4
2.4. ALCANCE.....	7
3. RESUMEN DE LAS NORMAS TÉCNICAS SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	8
3.1. NORMAS IEEE.....	8
3.1.1. IEEE 1547 TM , <i>Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia</i>	8
3.1.2. IEEE 1547.1 TM , Normas de Procedimientos de Prueba de Cumplimiento para el Equipo que Interconecta los Recursos Distribuidos con Sistemas de Potencia Eléctrica.	21
3.1.3. IEEE 1547.3 TM , Guía IEEE para monitoreo, cambio de información, y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas eléctricos de potencia.....	28
3.1.4. IEEE Std 929-2000, Práctica IEEE recomendada para la interconexión eléctrica de sistemas fotovoltaicos.	31
3.2. NORMA CHILENA	35
3.2.1. Norma técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de media tensión.	35
3.3. NORMA ESPAÑOLA.....	46
3.3.1. Real decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.	46
3.3.2. Reglamento electrotécnico para baja tensión, Instalaciones generadoras de baja tensión ITC-BT-40.....	53

3.4.	NORMA IEC	58
3.4.1.	IEC 61727. Sistemas fotovoltaicos – Características de la interconexión en el punto común de conexión (PCC).....	58
4.	CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS NORMAS ESTUDIADAS	64
5.	EJEMPLOS ESTUDIADOS SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	89
5.1.	PARQUE EÓLICO DE MIDDELGRUNDEN (DINAMARCA)	89
5.2.	PANELES FOTOVOLTAICOS EN CASTILLA Y LEÓN (ESPAÑA)	92
5.3.	CENTRAL FOTOVOLTÁICA TOLEDO PV (ESPAÑA).....	94
5.4.	PLANTA LÁCTEA COVAP (CÓRDOBA -ESPAÑA)	96
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 .	Respuesta a voltajes anormales en sistemas interconectados	11
Tabla 2.	Respuesta a frecuencias anormales en sistemas interconectados	12
Tabla 3.	Distorsión máxima de armónicos de corriente en porcentaje de corriente	14
Tabla 4.	Secuencia para realizar el diseño del test.....	14
Tabla 5.	Límites de los parámetros de sincronización para interconexión síncrona a un EPS, o un EPS local energizado a un área EPS	16
Tabla 6.	Máxima Distorsión de armónicos de voltaje en porcentaje de voltaje nominal para máquinas síncronas.....	18
Tabla 7.	Clases de instalaciones de DR.....	30
Tabla 8.	Límites de distorsión recomendados en IEEE Std 519-1992 para convertidores de seis pulsos	32
Tabla 9.	Respuesta a voltajes anormales	33
Tabla 10.	Rangos de Tensión de fase.....	42
Tabla 11.	Rangos de frecuencia.....	43
Tabla 12.	Limites de distorsión de corriente	60

Tabla 13. Respuesta a voltajes anormales	62
Tabla 14. Evolución en la Comunidad Autónoma de Castilla y León.	93
Tabla 15. Evolución en Castilla y León de la energía solar fotovoltaica.	93
Tabla 16. Energía Solar Térmica (Superficie instalada anualmente, en m2) ..	94
Tabla 17. Energía Solar Fotovoltaica (Potencia instalada anualmente, en kWp)	94
Tabla 18. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.....	109
Tabla 19. Respuesta a voltajes anormales	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Parque Middelgrunden	90
Figura 2. Producción en el año 2001	91
Figura 3. Producción en el año 2003.....	91
Figura 4. Diagrama sistema de la central Toledo PV	95
Figura 5. Fluctuaciones de tensión máximas permisibles.	111
Figura 6. Relación entre los términos de interconexión.....	124
Figura 7. Esquema de la interconexión	125

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ARTÍCULO 15.2 REQUISITOS GENERALES DE LAS PUESTAS A TIERRA (RETIE).	108
ANEXO B. VALORES DE CAMPO ELECTROMAGNÉTICO	109
ANEXO C. NORMA ANSI C84.1-1995.....	109
ANEXO D. NORMA IEEE Std 519-1992.	111
ANEXO E. CUADRO COMPARATIVO PRUEBAS	111
ANEXO F. GLOSARIO Y SIGLAS.....	124

TITULO: NORMAS TÉCNICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE SU IMPLEMENTACIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.*

AUTORES: ELIANA ANDREA CAMARGO LIZARAZO
DIEGO FERNANDO ROMÁN DUEÑAS**

PALABRAS CLAVES: Generación distribuida, interconexión, inversor, norma técnica, punto común de conexión, recursos distribuidos, sistemas fotovoltaicos.

CONTENIDO:

Este proyecto recopila algunas de las más importantes normas técnicas internacionales que tratan sobre interconexión de recursos distribuidos a la red. Así mismo, son comparadas con normas técnicas colombianas como son el Código Eléctrico Colombiano y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, estableciendo un punto de referencia para que organismos normativos nacionales tengan en cuenta en un futuro esta información cuando se decida crear una norma de Generación distribuida en Colombia.

Uno de los objetivos de este proyecto, es tratar de llenar ciertos vacíos técnicos encontrados en las normas colombianas, sugiriendo una serie de normas propuestas, con el fin de hacer un aporte constructivo al campo investigativo de Colombia. En esta investigación se estudian todas las fuentes de generación distribuida en las normas IEEE 1547 y la Norma Técnica para la conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de media Tensión en Chile, sin embargo, ha hecho énfasis en sistemas de generación fotovoltaica, debido a su facilidad de instalación y sus costos de construcción asequibles en la actualidad. Por consiguiente, se han estudiado las normas IEC 61727, IEEE 929 y Real decreto 1663/2002, que abarcan el estudio de este tipo de generación.

Finalmente se presentan algunos ejemplos a nivel mundial, con el fin de mostrar los beneficios que ha producido la implementación de generación distribuida en los sistemas energéticos de otros países y en el medio ambiente.

*Trabajo de Investigación.

**Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ph.D. Gerardo Latorre Bayona.

TITLE: TECHNICAL STANDARDS FOR THE IMPLEMENTATION OF DISTRIBUTED GENERATION: SUMMARY AND ANALYSIS OF THEIR IMPLEMENTATION TO THE COLOMBIAN ELECTRIC SECTOR.*

AUTHORS: ELIANA ANDREA CAMARGO LIZARAZO
DIEGO FERNANDO ROMÁN DUEÑAS**

KEYWORDS: Distributed generation, interconnection, inverter, standard, point of common coupling, distributed resources, photovoltaic system.

ABSTRACT:

This project compiles some of the most important international technical standards about distributed resources interconnection to the network. Likewise, they are compared with the Colombian technical standards such as “Código Eléctrico Colombiano” and “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”, establishing a reference point so that national normative organisms keep in mind in a future this information when decides to create a standard of distributed Generation in Colombia.

One of the objectives of this project is try to fill certain voids found in the Colombian standards, suggesting a series of proposed norms, with the aim to make a constructive contribution to the Colombian research field. In this investigation all the distributed generation sources are studied in the standards IEEE1547 and “ Norma Técnica para la conexión de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de media Tensión ” in Chile, however, has made emphasis in photovoltaic generation systems, due to their installation easiness and their affordable construction costs at the present time. As a result, the standards IEC 61727, IEEE 929 and “Real decreto 1663/2002” of Spain are studied, which study this generation type.

Finally some examples are presented at worldwide level, with the purpose of showing the benefits that the generation distributed implementation has produced in the energy systems of other countries and in the environment.

*Research paper.

**Faculty of Physic-Mechanics engineering. Electric, Electronic, and Telecommunication engineering faculty. Director: Ph.D. Gerardo Latorre Bayona.

1. INTRODUCCIÓN

El mundo está viviendo un cambio revolucionario en sus sistemas de energía debido a la importancia de los efectos del calentamiento global y la gran contaminación que se ha generado por los sistemas de generación convencionales, tales como la generación hidroeléctrica y térmica. Colombia no debe estar exenta de esa responsabilidad vital, y es por eso que como plan de desarrollo tecnológico debe tener como prioridad modernizar su sistema eléctrico con fuentes de energía alternativas conectadas a la red, que reduzcan los efectos contaminantes y generen confiabilidad a los usuarios; todo ello sin alterar sus necesidades diarias. Sin embargo, este tipo de generación (llamada generación distribuida) es casi nula en el país y antes de pensar en implementar planes de desarrollo de esa naturaleza, se deben tener pautas técnicas mínimas para la conexión de este tipo de sistemas.

Este estudio recopila algunas de las normas técnicas más importantes en el mundo sobre generación distribuida, avaladas por organismos internacionales como lo son la IEEE, IEC, normas españolas, normas chilenas, y se comparan con las normas colombianas (NTC 2050 y RETIE) con el fin de proponer un punto de partida para que en un futuro no muy lejano los organismos normativos nacionales decidan qué normas implementar en Colombia sobre este tipo de generación.

Debido a sus facilidades y gran aceptación, esta investigación toma como base el estudio de normas técnicas para sistemas de generación fotovoltaica. Entonces, a partir del análisis comparativo de las normas estudiadas, se presenta una propuesta de normas técnicas que podrían ser aplicables en el país. El objetivo es llenar aquellos vacíos técnicos, tanto en las normas internacionales como en las normas colombianas, de tal manera que se establezca un marco normativo que pueda ser aplicado a la conexión de sistemas de generación distribuida, contribuyendo así en el campo investigativo del país.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. OBJETIVOS

2.1.1. OBJETIVO GENERAL

- Recopilar normas técnicas establecidas en otros países para la instalación y funcionamiento de redes inteligentes con sistemas de generación distribuida y analizar su aplicabilidad al sector eléctrico colombiano.

2.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar un documento que resuma cada una de las siguientes normativas internacionales de Generación Distribuida:
 - Normas IEEE 929, 1547 y sus apartados.
 - Norma Técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión (Norma Chilena).
 - Normas de Generación Distribuida en España.
 - Normas IEC para sistemas fotovoltaicos (IEC 61727)
- Realizar un cuadro comparativo entre las normas técnicas vigentes de Generación Distribuida en España, Chile, los estándares internacionales IEEE, las normas IEC para sistemas fotovoltaicos y las normas técnicas existentes en Colombia: específicamente el código eléctrico colombiano (NTC 2050) y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

- Proponer normas aplicables de generación distribuida en Colombia con base en el análisis del cuadro comparativo.
- Presentar los siguientes ejemplos de generación distribuida encontrados a nivel mundial:
 - Parque eólico de Middlegrunden (Dinamarca)
 - Paneles fotovoltaicos en Castilla y León (España)
 - Central fotovoltaica Toledo PV (España)
 - Planta Láctea COVAP (Córdoba -España)

2.2. PLANTEAMIENTO

El incremento de la demanda de energía y la poca motivación de inversión, ya sea para actualización o construcción de infraestructura, llevan a la exploración de nuevas metodologías que puedan lograr una mayor eficacia en el suministro de energía eléctrica y encontrar una salida a las preocupaciones que se tienen por el medio ambiente.

Los procesos de globalización han llevado a desarrollos tecnológicos que producirán cambios fundamentales en el perfil ambiental, tecnológico y organizacional del sistema energético, implementando esquemas más flexibles y garantizando una mayor accesibilidad, confiabilidad y seguridad en los sistemas de potencia.

Uno de estos desarrollos tecnológicos es la generación distribuida. Ésta hace posible que la instalación de producción de energía cercana a los centros de

consumo vuelva a cobrar importancia, contando con el respaldo eléctrico de la red.

Sin embargo, para la aplicación de esta forma de generación existen barreras tales como: el desconocimiento de su potencial, inversión inicial alta, percepción de riesgos tecnológicos, mercado energético desfavorable, marco legislativo y normas de conexión y operación inexistentes.

La interconexión de generación distribuida al sistema eléctrico es un proceso que requiere considerar ciertos lineamientos y exigencias técnicas. En Colombia la generación distribuida es inexistente y por lo tanto no hay normas técnicas especializadas en ésta que indiquen cómo debe realizarse su interconexión.

Basados en la investigación de normas existentes en España y Chile, algunas normas IEC e IEEE, se pretende en este trabajo de grado realizar un análisis comparativo de éstas con el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

2.3. JUSTIFICACIÓN

La generación distribuida es una solución práctica y ecológica para la disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía. Los recursos distribuidos (RD) son dispositivos de generación y almacenamiento de electricidad a pequeña escala. Estos recursos se usan para atender picos de demanda, suministrar energía base o como respaldo para aumentar la confiabilidad del sistema.

La generación distribuida es un subconjunto de los recursos distribuidos y tiene diferentes definiciones; pero, en resumen y concretamente trata acerca

de tecnologías de generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, ubicadas lo más cercanas posible al centro de carga y con la opción de interactuar con la red eléctrica (comprar o vender). También se le denomina microgeneración y representa uno de los desarrollos más significativos en el campo de los sistemas eléctricos.

Además de los beneficios de calidad de la energía y suministro oportuno de ésta, la generación distribuida es una de las salidas más viables en la búsqueda de la disminución de los gases emisores del efecto invernadero. Con estas tecnologías se reducen en un rango del 70% al 100% las emisiones de gases contaminantes al aire. También, como son instaladas donde se requiere la potencia, el calor de desecho de los microgeneradores puede ser aprovechado; de esta forma, se logran emisiones e impactos ambientales reducidos. Algunos otros beneficios son: La modularidad, tiempos cortos de instalación, diversidad de combustibles, volatilidad de precios reducida, confiabilidad, control local de la comunidad, se evita la construcción de grandes plantas de generación y las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución.

En resumen, el resultado es que la generación distribuida puede ser competitiva económicamente.

La implementación de generación distribuida en Colombia se ve como un proceso largo, en el cual están involucradas muchas incertidumbres; en especial, lo relacionado con la inserción de ésta en el mercado eléctrico colombiano y la aplicabilidad de normas técnicas.

En ese proceso se deben tener presentes las normas técnicas de conexión y operación de dicha generación y ajustar las normas técnicas vigentes en el país a los nuevos requerimientos relacionados con los recursos distribuidos.

Esto teniendo en cuenta que los sistemas eléctricos de potencia no fueron diseñados explícitamente para incorporar en los niveles de tensión de distribución nuevas fuentes de generación de energía y sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, la interconexión de GD a estos sistemas trae consigo ciertas exigencias técnicas, por ejemplo en cuanto a regulación de tensión y la respuesta del sistema ante condiciones anormales, para mantener en la red niveles adecuados de operación y seguridad. Los requerimientos básicos para la interconexión de GD, han sido especificados en la norma IEEE 1547, en la cual se encuentran estipuladas algunas de las exigencias nombradas anteriormente.

En ese orden de ideas, uno de los desafíos principales para la implementación de GD en Colombia es el desarrollo normativo técnico que permita la entrada al sector eléctrico de recursos distribuidos en igualdad de condiciones; lo cual demanda el mejoramiento de las normas vigentes y la implementación de nuevas normas técnicas.

En consecuencia, por medio de este trabajo de grado se pretende hacer un estudio de las normas técnicas vigentes de interconexión de GD, específicamente en la norma IEEE 1547, norma IEEE 929, norma IEC 61727 correspondiente a sistemas fotovoltaicos y las normas establecidas en España y Chile, buscando concordancia, aplicabilidad y aportes al mejoramiento de las normas técnicas vigentes en el país. También se busca motivar la implementación de generación distribuida en Colombia, mediante la exposición de ejemplos concretos que muestren los beneficios que ésta produce en los mercados eléctricos.

2.4. ALCANCE

Este proyecto tiene como finalidad concientizar el uso de la generación distribuida, darla a conocer en nuestro contexto nacional y analizar que pautas técnicas hacen falta para poder implementarla en nuestro país. Mediante construcciones realizadas en otros países, se dará a conocer la eficiencia de la generación distribuida y como esta puede ayudar a contribuir con el cuidado del planeta, dando a ver que no es imposible lograr la construcción de este tipo de edificaciones.

3. RESUMEN DE LAS NORMAS TÉCNICAS SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En esta parte del documento se resumen todas las normas internacionales y recursos bibliográficos investigados y recopilados que están en capacidad de ser aplicados en Colombia para la implementación de sistemas de generación distribuida y sistemas de generación fotovoltaica.

3.1. NORMAS IEEE.

3.1.1. IEEE 1547TM, *Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia.*

REQUERIMIENTOS GENERALES

REGULACIÓN DE TENSIÓN

Las fuentes distribuidas no regularán activamente la tensión en un punto común de conexión.

PUESTAS A TIERRA

El sistema de puesta a tierra de la interconexión de fuentes distribuidas no causará sobretensiones que excedan a las ocurridas en los equipos conectadas al área del Sistema de potencia y no interrumpirán la coordinación de la protección de falla a tierra en el área EPS (Área eléctrica del sistema de potencia).

SINCRONIZACIÓN

Las unidades de Recursos Distribuidos (RD) se agruparán en paralelo con el área del sistema de potencia (EPS) sin causar fluctuaciones de tensión en el punto

común de conexión (PCC) que no sobrepasen el $\pm 5\%$ del nivel de tensión predominante en el área EPS.

REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

Las protecciones de la red no se usarán por separado, servirán como interruptores de fallas realimentadas o de alguna manera aislarán una red o red primaria de alimentación donde los RD son conectados al resto del área EPS, a menos que las protecciones sean posicionadas y probadas para normas aplicables para cada aplicación.

Cualquier RD conectado a una red de distribución no causará un recierre operacional o preventivo de alguna protección de la red instalada en una red de suministro. La coordinación de las protecciones deberá ser aprobada en prácticas de tiempo real del área EPS. La conexión de RD en áreas EPS, sólo está permitida si la barra de la red del área EPS está energizada más del 50% de la capacidad de las protecciones instaladas.

El equipo de carga de la red y la capacidad de interrupción de falla no se sobredimensionarán con la adición de fuentes distribuidas (RD).

ENERGIZACIÓN INADVERTIDA DEL ÁREA EPS

El RD no deberá energizar el área EPS cuando el área EPS esté desenergizada.

MONITOREO PROVISIONAL

Cada unidad RD de 250 kVA o más, o RD agregada de 250 kVA o más a un solo PCC deberán tener un suministro para monitorear sus estados de conexión, suministro de potencia reactiva, y tensión en el punto de conexión del RD.

EQUIPO DE AISLAMIENTO

Cuando se requiera en el área EPS equipos de aislamiento con prácticas de operación, accesibilidad inmediata, seguridad, y visibles para la interrupción, se deben localizar entre el área EPS y la unidad RD.

PROTECCIÓN DE LA INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA

La interconexión debe tener la capacidad para resistir interferencia electromagnética (EMI) de acuerdo con la IEEE Std C37.90.2-1995.

FUNCIONAMIENTO RESISTENTE A ELEVACIONES

La interconexión de sistemas debe tener la capacidad de resistir elevaciones de tensión y corriente de acuerdo con los ambientes definidos en la IEEE Std C62.41.2-2002 o la IEEE Std C37.90.1-2002.

RECURSOS EN PARALELO

La interconexión de Fuentes en paralelo deberá estar capacitada para resistir un 220% de la tensión nominal del sistema interconectado.

RESPUESTA DEL ÁREA EPS A CONDICIONES ANORMALES

FALLAS EN EL ÁREA EPS

La unidad RD deberá desenergizar el área EPS para fallas en el circuito del área EPS para el cual está conectado.

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN EL ÁREA EPS

El RD deberá desenergizar el circuito del área EPS para el cual está conectado previo al recierre por parte del área EPS.

TENSIÓN

Las funciones de protección del sistema de interconexión detectará la frecuencia efectiva (rms) o fundamental de cada tensión fase a fase (excepto donde el transformador conectado del EPS local al área EPS está en configuración Y-Y a tierra, o instalación monofásica), y tensión fase neutro.

Cuando alguna tensión esté en el rango dado en la tabla 1, el RD deberá parar de energizar el área EPS en el tiempo de despeje como se indica en la tabla. Para RD menores o iguales a 30 kW en capacidad pico, las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables. Para RD mayores que 30 kW las tensiones de referencia deben ser de campo ajustable.

Las tensiones deberán ser medidas cuando alguna de las siguientes condiciones ocurra:

- La capacidad agregada de sistemas RD para un solo PCC es menor o igual a 30 kW
- El equipo de interconexión esté certificado para pasar un test anti-isla para el sistema al cual va a ser conectada.
- La capacidad agregada RD es menor que el 50% de la demanda anual integrada de la EPS local para un periodo de 15 minutos, y suministro de potencia activa y reactiva por el RD para el área EPS no está permitido.

Tabla 1 . Respuesta a voltajes anormales en sistemas interconectados

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de despeje
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00

$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

FRECUENCIA

Cuando la frecuencia del sistema está en un rango dado por la tabla 2, el RD deberá dejar de energizar el área EPS entre el tiempo de despeje como ya se ha indicado. Para RD menores o iguales de 30 kW en capacidad pico, el punto de referencia de la frecuencia y los tiempos de despeje deberán ser cada uno fijos, o de campo ajustable. Para RD mayores a 30 kW, la frecuencia de referencia deberá ser de campo ajustable.

Para caídas ajustables de baja frecuencia la configuración deberá ser coordinada con operaciones del área EPS.

Tabla 2. Respuesta a frecuencias anormales en sistemas interconectados

Tamaño del DR	Rango de Frecuencia	Tiempo de despeje
$\leq 30\text{kW}$	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
$>30\text{kW}$	>60.5	0.16
	$\{59.8-57.0\}$ Punto ajustable	Ajustable 0.16 a 300
	<57.0	0.16

RECONEXIÓN AL ÁREA EPS

Después de una interrupción en el área EPS, ninguna reconexión de RD no deberá hacerse hasta que la tensión del área EPS esté en el rango B de la tabla 18 de la ANSI C84.1-1995¹, y la frecuencia en un rango de 59.3 a 60.5 Hz.

El sistema de interconexión de RD deberán incluir un retardo ajustable (o un retardo fijo de 5 minutos) que pueda retardar la interconexión por encima de 5 minutos después que la tensión de estado estable y la frecuencia del área EPS sean restauradas a los rangos identificados anteriormente.

LIMITACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DC

Los RD y su sistema interconectado no deberá inyectar corrientes DC mayores al 0.5% de la corriente de salida total en el punto de conexión RD.

LIMITACIONES DE LAS DISTORCIONES (DISTORSIÓN) INDUCIDAS POR RD

Los RD no deberán crear distorsiones desagradables a los usuarios en el área EPS.

ARMÓNICOS

Cuando el RD esté alimentando cargas lineales y balanceadas, la inyección de armónicos de corriente hacia el área EPS en el PCC no deberán exceder los límites de estabilidad descritos en la tabla 3.

¹ Esta tabla se encuentra en el Anexo A3.

Tabla 3. Distorsión máxima de armónicos de corriente en porcentaje de corriente

Armónico individual de orden h	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	Demanda total de distorsión
Porcentaje(%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

ISLA INVOLUNTARIA

Para una isla involuntaria en la cual el RD energiza una porción del área EPS a través del PCC, el sistema de interconexión del RD deberá detectar la isla y dejar de energizar el área EPS a los 2 segundos de la formación de una isla.

PRUEBAS DE INTERCONEXIÓN: ESPECIFICACIONES Y REQUERIMIENTOS

Esta cláusula provee los requerimientos del test para demostrar que el sistema de interconexión cumplen los requerimientos.

DISEÑO DEL TEST

El diseño del test deberá ser llevado a cabo en el mismo ejemplo de acuerdo a la secuencia de la tabla 4.

Tabla 4. Secuencia para realizar el diseño del test

Orden requerido	Cláusula y título del diseño de la prueba
1	5.1.1 Respuesta al voltaje y frecuencia anormales
2	5.1.2 Sincronización

3	5.1.3 Prueba de integridad de la interconexión
Orden sugerido	
4	5.1.1 Respuesta al voltaje y frecuencia anormales
5	5.1.2 Sincronización
6	5.1.4 Isla involuntaria
7	5.1.5 Limitación de inyección DC
8	5.1.6 Armónicos

RESPUESTA A TENSIONES Y FRECUENCIAS ANORMALES

Este test deberá demostrar que el RD dejará de energizar el área EPS cuando la tensión o la frecuencia excedan los límites especificados. Sistemas interconectados provistos con puntos ajustables de campo deberán también ser probados a los rangos ajustables mínimos, medios y máximos.

SINCRONIZACIÓN

Los resultados del test conforme a los requerimientos de A, B o C mostrados a continuación, son aceptados como indicadores conforme con los requerimientos establecidos. Las condiciones apropiadas para ser cumplidas en tecnologías específicas de sistemas interconectados se muestran a continuación:

A. INTERCONEXIÓN SÍNCRONA A UN EPS, O UN EPS LOCAL ENERGIZADO A UN ÁREA EPS ENERGIZADA

Este test deberá demostrar que en el momento del cierre del dispositivo en paralelo, todos los tres parámetros de la tabla 5 están entre rangos indicados y

también deberá demostrar que si algunos de los parámetros están fuera de los rangos indicados en la tabla, el dispositivo en paralelo no se cerrará.

B. INTERCONEXIÓN DE INDUCCIÓN

Los generadores de inducción auto-excitados deberán ser probados como la parte A. Este test deberá determinar la corriente máxima arranque (en pico) provocada por la unidad. Los resultados deberán ser usados, junto con la información de la impedancia del área EPS para la localización propuesta, para estimar el nivel de la tensión de arranque y verificar que la unidad no exceda los requerimientos de sincronización y los requerimientos de distorsión establecidos.

Tabla 5. Límites de los parámetros de sincronización para interconexión síncrona a un EPS, o un EPS local energizado a un área EPS

Valor total nominal de unidades de DR (kVA)	Diferencia de frecuencia	Diferencia de voltaje	Diferencia de ángulo de fase
0 -500	0.3	10	20
>500 – 1500	0.2	5	15
>1500 – 10000	0.1	3	10

C. INTERCONEXIÓN DE INVERSORES

Un sistema interconectado basado en inversores que aporta tensión fundamental antes que el dispositivo en paralelo se cierre deberá ser probado de acuerdo con el proceso para interconexión sincrónica como se estipula en el numeral A.

PROTECCIÓN DE LOS EMI

Los sistemas de interconexión deberán ser probados de acuerdo con la IEEE Std C37.90.2-1995.

FUNCIONAMIENTO RESISTENTE A ELEVACIONES

El sistema de interconexión deberá ser analizado y probado en todos los modos normales de operación de acuerdo IEEE Std C62.45-2002. Para equipos de capacidad no mayor a los 1000 V para confirmar que la capacidad resistente a elevaciones esté cumpliendo el uso del nivel seleccionado del test de la IEEE Std C62.41.2-2002. El equipo de los sistemas de interconexión con capacidad mayor a los 1000 V deberán ser probados de acuerdo con el fabricante o los estándar designados para ser aplicables e integrados. Para equipos de circuitos y control en sistemas interconectados, se debe usar la IEEE Std C37.90.1-2002. Los resultados de estas pruebas indicarán que la unidad no se destruya, no entre en falla de operación, y que no provea desinformación.

DISPOSITIVO EN PARALELO

Una prueba dieléctrica a través del dispositivo en paralelo al vacío deberá ser llevado a cabo para cumplir con los requerimientos de los dispositivos en paralelo.

ISLA INVOLUNTARIA

Una verificación de campo o una prueba deberán ser llevadas a cabo para confirmar que lo estipulado acerca de isla involuntaria se cumple sin importar el método seleccionado o el aislamiento identificado.

LIMITACIONES EN LA INYECCIÓN DE DC

El RD deberá ser operado en paralelo con una fuente de tensión predominantemente inductiva con una capacidad de corriente de corto circuito I_{SC} no menor que 20 veces la capacidad nominal de corriente del RD a la frecuencia fundamental. La tensión y la frecuencia que sale de la fuente de voltaje deberán

corresponder a la tensión y frecuencia nominal del RD. La forma de onda de la descarga de tensión producida por el área EPS o por fuentes de tensión usadas en simulación deberán tener una distorsión armónica total (THD) menor a 2.5%.

El RD deberá ser operado a una corriente de carga de prueba I_L , del 33%, 66%, y al nivel de cierre del 100% de la corriente de salida nominal como práctica. Usar distorsiones totales de corriente nominal (TRD) en lugar de TDD. La distorsión individual de armónicos y los TRD de la corriente de salida del RD deberá ser medida para los primeros 40 armónicos. Las inyecciones de armónicos de corriente deberán ser exclusivas de algún armónico de corriente debido a distorsiones de armónicos de tensión presentes en el área EPS sin que esté conectado el RD. Los armónicos de tensión mientras energizan una carga resistiva al 100% de la máquina en kVA nominal no debe exceder los niveles de la tabla 6. Los armónicos de tensión deberán ser medidos línea a línea para sistemas trifásicos trifilares, y línea-neutro para sistemas trifásicos tetrafilares.

Tabla 6. Máxima Distorsión de armónicos de voltaje en porcentaje de voltaje nominal para máquinas síncronas

Armónico individual de orden h	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	Demanda total de distorsion
Porcentaje(%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

TEST DE INSPECCIÓN

Todos los test de inspección deberán ser realizados con base en procedimientos escritos para inspecciones. Las siguientes inspecciones visuales deberán realizarse:

Una inspección visual deberá ser realizada para asegurar que los requerimientos para la coordinación de puesta a tierra sean implementados y para confirmar la

presencia del aislamiento del dispositivo si se requiere que el numeral que habla acerca de equipo de aislamiento sea aplicado.

La inspección inicialmente deberá realizarse en un RD instalado y en equipo del sistema de interconexión antes de la operación inicial en paralelo del RD. Las siguientes pruebas deben realizarse:

- Test de operación en el equipo de aislamiento.
- Funcionabilidad de la isla involuntaria.
- Funcionabilidad en el corte de energía.
- Cualquier test que no haya sido previamente realizado en un ejemplo representativo y formalmente documentado.
- Cualquier test de las pruebas comerciales que no haya sido previamente realizado.

Estos test aplicables deberán ser repetidos cuando:

- Software funcional o cambios en los programas del fabricante hayan sido hechos en el sistema interconectado.
- Algún componente de hardware del sistema interconectado haya sido modificado en el estudio, o remplazado o reparado con partes diferentes de la configuración inspeccionada.

Las subcláusulas y los test aplicables de las pruebas comerciales deberán repetirse si:

- Los ajustes de protección han sido cambiados después del test del fabricante.
- Las funciones de protección han sido ajustadas después del proceso inicial de inspección.

TEST DE FUNCIONABILIDAD DE ISLA INVOLUNTARIA

TEST DE MÍNIMA POTENCIA O POTENCIA INVERTIDA

Una funcionalidad de potencia inversa o de mínima potencia, deberá ser probada usando técnicas de inyección o ajustando la salida del RD y cargas locales para verificar que la potencia inversa o mínima potencia se cumpla.

TEST DE FUNCIONABILIDAD DE ISLA INVOLUNTARIA

Para sistemas de interconexión de islas involuntarias, el test de funcionalidad del corte de energía satisface estos requerimientos.

OTROS TEST PARA ISLAS INVOLUNTARIAS

Si los test anteriores no son aplicables a sistemas de interconexión, el sistema de interconexión deberá ser analizado de acuerdo con los procedimientos dados por el fabricante u operador del sistema.

TEST DE FUNCIONABILIDAD DEL CORTE DE ENERGÍA

Se revisa la funcionalidad del corte de energía al operar una interrupción de una carga en un equipo verificando que el equipo corte el servicio en sus terminales de salida y no restaure/reconecte por el tiempo requerido de retardo. El test deberá realizarse en cada fase individualmente. Este test verifica conformidad en el corte del servicio de energía según los requerimientos de redes de distribución secundarias, fallas en el área EPS, coordinación de asilamiento, tensión, frecuencia, e isla involuntaria.

TEST DE INTERCONEXIÓN PERIÓDICOS

Toda función protectora relacionada con la interconexión y baterías asociadas deberán ser analizadas periódicamente en intervalos especificados por el fabricante, operadores del sistema, o la autoridad que tenga la jurisdicción sobre la interconexión de RD.

3.1.2. IEEE 1547.1TM, Normas de Procedimientos de Prueba de Cumplimiento para el Equipo que Interconecta los Recursos Distribuidos con Sistemas de Potencia Eléctrica.

EXACTITUD DEL RESULTADO DE LA PRUEBA

Los resultados de la prueba verificarán que el equipo bajo la prueba (EUT) reúne los requisitos de la IEEE Std 1547 dentro de la exactitud especificada por el fabricante.

REQUISITOS DE EQUIPO DE PRUEBA

REQUISITOS DE LA FUENTE DEL ÁREA SIMULADA EPS (UTILIDAD)

Donde se permita probar el uso de una fuente de área simulada, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- La fuente de área simulada EPS será capaz de confirmar la declaración del rendimiento del fabricante.
- Los armónicos de voltaje de la fuente de área simulada del EPS serán menores de 2.5% del total de la distorsión armónica (THD).
- Los armónicos de voltaje individuales de la utilidad simulada serán menores de 50% de los límites en la Tabla 3 de IEEE Std 1547.
- Durante las pruebas, el voltaje del estado estable de la fuente de área simulada EPS no variará más que $\pm 1\%$ del voltaje nominal.
- Para la magnitud de voltaje de desconexión de la prueba, la resolución de cambio de voltaje de la fuente de utilidad simulada debe estar dentro de $0.5a$ del voltaje nominal, donde a es la exactitud declarada del fabricante.
- Para la magnitud de frecuencia de desconexión de la prueba, la resolución de cambio de frecuencia de la fuente de utilidad simulada estará dentro de $0.5a$ de la frecuencia nominal, donde a es la exactitud declarada del fabricante.
- El número de fase y conexiones del neutro proporcionado por el área simulada EPS será compatible con el EUT. Una área simulada EPS multifase que

proporciona una conexión neutra producirá voltajes del fase al neutro que son equilibrado dentro de $\pm 3\%$ de nominal y el desplazamiento de la fase a dentro de $\pm 3^\circ$. Para el área simulada multifase EPSs sin una conexión al neutro, el equilibrio de voltaje fase-a-fase será $\pm 3\%$ de nominal en la magnitud.

— Para la desconexión de voltaje que cronometra las pruebas, la fuente de utilidad simulada será capaz de un cambio del paso de V_1 a, $V_1 + 0.5 (V_2 - V_1)$ dentro del mayor de un ciclo de la forma de onda de voltaje o 1% del tiempo de desconexión ajustado del EUT.

—Para la desconexión de frecuencia que cronometra las pruebas, la fuente de utilidad simulada será capaz de un cambio del paso del f_1 al $f_1 + 0.5 (f_2 - f_1)$ dentro del mayor de un ciclo de la forma de onda de voltaje o 1% del tiempo del desconexión ajustado del EUT.

REQUISITOS DEL SISTEMA DE MEDIDA

Cada medida tendrá una incertidumbre de no más de 0.5 veces la exactitud del EUT. Los equipos de medida serán capaces de confirmar la actuación declarada del fabricante.

TIPO DE PRUEBAS

Se realizarán el tipo de pruebas en una unidad representativa y pueden dirigirse en una fábrica, a un laboratorio de pruebas, o en equipo en el campo. A menos que por otra parte especificado, los equipos se instalarán por la especificación de fabricante y operaran bajo las condiciones de operación nominales.

Varios Procedimientos de prueba requieren que el EUT sea operado a diferentes niveles de potencia discreta (por ejemplo, 33%, 66%, y 100% de potencia nominal). Para los Propósitos de esta norma, los sistemas de interconexión (ICSs) multifase incluyen ICSs de tres alambres monofásicos.

ESTABILIDAD DE TEMPERATURA

Esta prueba verifica que el EUT mantenga exactitud de la medida de parámetros encima de su rango de temperatura especificada. La prueba consiste en dos secciones. La prueba operacional verifica las funciones del EUT especificadas por fabricante sobre su rango de temperatura de operación. El ensayo de almacenamiento verifica que el EUT puede guardarse sin daños sobre el rango de temperatura de almacenamiento especificado por el fabricante. Donde puedan separarse convenientemente la protección, monitoreo, y funciones de control del ICS, así el resto del ICS puede omitirse de esta prueba. El procedimiento de la prueba se encuentra en el numeral que habla acerca de sincronización de esta norma.

PRUEBA PARA LA RESPUESTA A CONDICIONES DE VOLTAJE ANORMALES

Si el EUT se da cuenta del voltaje o al punto de acoplamiento común (PCC) con el área EPS o al punto de conexión de DR como especificado en IEEE Std 1547, puede probarse a cualquier nivel de carga conveniente. Si el EUT se da cuenta del voltaje a un punto diferente, se probará bajo carga junto con cualquier transformador de aislamiento externo proporcionado o requerido por el fabricante de EUT.

Para un EUT que debe probarse bajo carga, estas pruebas pueden realizarse a un nivel de corriente de salida conveniente al laboratorio de la prueba. Cuando un transformador de aislamiento es proporcionado con o requerido por el EUT, el cumplimiento de la IEEE 1547 será basada en el voltaje en el área del EPS al lado de del transformador. La prueba bajo carga será a las dos

- Su corriente de operación mínima y
- A los dos factor de potencia de unidad (p.f.) y el p.f mínimo de DR. (Adelanto y atraso) como es especificado por el fabricante tan cerca como sea posible al 100% de la corriente de salida nominal plena.

PRUEBA PARA EL SOBRE VOLTAJE

El Propósito de esta prueba es verificar que el componente de interconexión de DR o el sistema deja de dar energía al el área EPS como especificado en IEEE Std 1547 con respecto a las condiciones del sobre voltaje. Esta prueba determina la magnitud y tiempo de desconexión para cada función del sobre voltaje.

PRUEBA PARA EL BAJO VOLTAJE

El propósito es el mismo que el de la prueba de alto voltaje, teniendo en cuenta que se debe cambiar el alto voltaje por el bajo voltaje.

RESPUESTA A LAS CONDICIONES DE FRECUENCIA ANORMALES

PRUEBA PARA LA SOBRE FRECUENCIA

El propósito es el mismo que el de la prueba de alto voltaje, teniendo en cuenta que se debe cambiar el alto voltaje por sobre frecuencia.

PRUEBA PARA LA BAJA FRECUENCIA

El propósito y los procedimientos son los mismos que los de la prueba de alta frecuencia, teniendo en cuenta que se debe cambiar el alta frecuencia por baja frecuencia.

SINCRONIZACIÓN

El Propósito de las pruebas es demostrar que el EUT quiere estar con precisión y fiablemente sincronizado al área EPS según los requisitos de IEEE Std 1547. Los generadores de inducción separadamente excitados se probarán usando el procedimiento para los generadores síncronos.

Se proporcionan dos métodos de la prueba básicos:

—Método 1 verifica que una función de control de sincronización causará a el dispositivo paralelamente a cerrarse sólo cuando los parámetros de la sincronización importantes estén dentro de los límites aceptables.

—Método 2 determina la magnitud de la corriente de inicio de sincronización.

INTEGRIDAD DE LA INTERCONEXIÓN

PRUEBA DE PROTECCIÓN DE LA INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA (EMI)

El Propósito de estas pruebas es determinar la protección del EUT de la EMI y confirmar que los resultados son conformes a la IEEE Std 1547. Se probarán los equipos de la interconexión del EUT de acuerdo con el IEEE Std C37.90.2.

PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LA RESISTENCIA DE SOBRECARGA

El Propósito de esta prueba es verificar el nivel de la protección de la resistencia de sobrecarga especificado por el fabricante del EUT. El EUT se probará para verificar el nivel de la protección de resistencia de sobrecarga como es especificado por el fabricante y de acuerdo con el IEEE Std C62.41.2 y/o el IEEE Std C37.90.1, es aplicable.

PRUEBA DIELECTRICA PARA EL DISPOSITIVO EN PARALELO

La siguiente prueba es para EUT que opera a 1000 V o menos. Para los sistemas encima de 1000 V, el EUT será probado de acuerdo con la frecuencia de potencia dieléctrica de la resistencia limitada especificada en la tabla 4 de ANSI C37.06 y los Procedimientos especificados en 4.4.3.1 del IEEE Std C37.09. Esta prueba determina si el dispositivo en paralelo del EUT, mientras a la temperatura de funcionamiento normal, puede resistir la aplicación de un potencial AC rms a un potencial de prueba de 1000 V más 220% el voltaje rms AC nominal para 1 min sin la avería el voltaje rms AC nominal.

LIMITACIÓN DE INYECCIÓN DC PARA LOS INVERSORES SIN TRANSFORMADORES INTERCONECTADOS

El Propósito de esta prueba es verificar que un inversor que se conecta al EPS obedece con el límite de inyección DC especificado en IEEE Std 1547. Esta prueba se dirige en inversores que conectan al EPS sin el uso de transformadores de aislamiento de salida DC.

POTENCIA INVERSA (PARA LAS ISLAS INVOLUNTARIAS)

La IEEE Std 1547 exige a las unidades de DR dejar de dar energía al área EPS durante las condiciones de islas involuntarias. Una de las maneras en que este requisito puede encontrarse es con protección de potencia inversa. La instalación del DR puede contener protección de flujo de potencia inversa o de importación mínima, notadas entre el punto de conexión de DR y el PCC, que desconectarán o aislarán el DR si el flujo de potencia del área EPS al EPS local invierte o se cae debajo de un umbral fijo.

PRUEBA DE MAGNITUD DE POTENCIA INVERSA

Esta prueba es realizada para caracterizar la exactitud de la magnitud de la protección de potencia inversa establecida del EUT. La exactitud de la protección de potencia inversa del EUT se especificará antes de empezar las pruebas.

PRUEBA DEL TIEMPO DE POTENCIA INVERSA

Esta prueba es realizada para caracterizar la exactitud del tiempo de retraso de la protección de potencia inversa establecido del EUT. La exactitud del tiempo de retraso de la protección de potencia inversa del EUT se especificará antes de empezar las pruebas.

FASE ABIERTA

El Propósito de esta prueba es verificar que la ICS deja de dar energía al área EPS en la pérdida de una fase individual al PCC o al punto de conexión de DR.

RECONEXIÓN DESPUES DE LA CONDICIÓN ANORMAL DE DESCONEXIÓN

El Propósito de esta prueba es verificar la funcionalidad del componente de interconexión de DR o el sistema temporizador de reconexión, que retrasa la reconexión del DR al área EPS siguiendo un evento de desconexión.

ARMÓNICOS

El Propósito de esta prueba es medir los armónicos de corriente individual y la distorsión total de corriente nominal (TRD) del componente de interconexión de DR o el sistema bajo las condiciones de operación normales. Los resultados deben obedecer los requisitos de IEEE Std 1547. Se probarán los generadores de inducción de excitación propia usando el procedimiento para los generadores síncronos.

DISTORSIÓN

Dado el sitio de dependencia de distorsión, no hay ningún tipo de prueba disponible para determinar si un DR dado encontrará los requisitos de distorsión. Se piensa que el procedimiento de prueba de sincronización caracteriza el máximo flujo de corriente o del DR bajo una condición de no falla. Pueden usarse los resultados de esa prueba, junto con la información de impedancia de línea local, para determinar si un DR podría presentar una molestia de distorsión. Acciones atenuantes deben tomarse si las medidas muestran que la fluctuaciones de voltaje DR-inducidas excede aquéllos permitidos en IEEE Std 1547.

PRUEBA DE PUESTA EN SERVICIO

La prueba de puesta en servicio se dirigirá después de que la ICS se instala y está listo para el funcionamiento. La prueba de puesta en servicio se realizará para verificar que el ICS completado e instalado reúne los requisitos de IEEE Std 1547.

3.1.3. IEEE 1547.3™, Guía IEEE para monitoreo, cambio de información, y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas eléctricos de potencia.

POTENCIA ACTIVA

La provisión de monitoreo para potencia activa requiere que cada unidad RD provea la capacidad para un equipo externo para conectarlo y monitorear la salida de potencia activa, en el punto de conexión del RD. La medida de la potencia activa en una unidad puede ser usada también para indicar cuando la unidad está operando.

POTENCIA REACTIVA

La provisión de monitoreo de potencia reactiva requiere que cada unidad RD provea la capacidad para un equipo externo para conectarse y monitorear la salida de potencia reactiva, medidas en kVAR, en el punto de conexión del RD. Dependiendo de la tecnología de generación RD, la unidad RD puede estar dispuesta a proveer energía reactiva.

TENSIÓN

Las provisiones para monitoreo de tensión requieren que cada unidad RD provea la capacidad de conectar un equipo externo y monitorear la tensión, medida en volts, en el lado del punto de conexión al EPS local de la unidad RD. El monitoreo de la tensión RD es frecuentemente requerida para su sincronismo.

TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN RD

INVERSORES

Los inversores listados y etiquetados de acuerdo con la UL 1741 incluyen la verificación que ellos pasan en los test de isla involuntaria con la IEEE Std 1547.1. Si el EPS local se desenergiza, este tipo de inversor dejara de desenergizar el

área EPS y EPS local. Este tipo de inversores necesitan censar la tensión y la frecuencia, luego el RD inmediatamente dejará de energizar el área EPS durante un apagón y resincronizará cuando la energía sea restaurada de acuerdo a la IEEE Std 1547.1.

GENERADOR DE INDUCCIÓN

Un generador de inducción requiere potencia reactiva, generalmente desde el área EPS, para producir potencia activa. Si el área EPS se desenergiza, un generador de inducción no continuará produciendo potencia activa a menos que una fuente alterna de potencia reactiva esté disponible. La protección en conjunto para este generador necesitará censar el voltaje y la frecuencia desde el área EPS para desconectarla en caso de una falla o una condición anormal de operación. La tensión y frecuencias normales del área EPS también son requeridas antes que la unidad RD pueda reconectarse al área EPS.

GENERADOR SÍNCRONO

Un sistema RD que contenga un generador síncrono requiere del monitoreo de la tensión y la corriente del área EPS para mantener una operación correcta mientras está en paralelo con el área EPS. La protección en conjunto para este generador necesitará censar el voltaje y la frecuencia desde el área EPS para desconectarla en caso de una falla o una condición anormal de operación. La tensión y frecuencias normales del área EPS también son requeridas antes que la unidad RD pueda re-sincronizarse al área EPS.

DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES RD

CLASE 1

La clase 1 incluye unidades RD menores de 250 kVA. Los sistemas RD que son probables de encontrar en esta clase son Sistemas pequeños fotovoltaicos

(residenciales). La IEEE Std 1547 4.1.6 establece que unidades en esta clase no son requeridas para proveen provisiones de monitoreo.

CLASE 2

La clase 2 incluye unidades RD entre 250 kVA y 1.5 MVA. La IEEE Std 1547 4.1.6 establece que unidades en esta clase proveerán provisiones de monitoreo.

CLASE 3

La clase 3 incluye unidades RD entre 1.5 MVA y 10 MVA. La IEEE Std 1547 4.1.6 establece que unidades en esta clase proveerán provisiones de monitoreo.

Tabla 7. Clases de instalaciones de DR

Clase	DR nominal
1	$0 < \text{DR nominal} < 250\text{kVA}^1$
2	$250\text{kV} \leq \text{DR nominal} < 1500\text{kVA}^1$
3	$1.5 \leq \text{DR nominal} \leq 10\text{MVA}^1$
<p>NOTA 1-Las demarcaciones de 250kVA y 10MVA son establecidas en IEEE Std 1547, 4.1.6</p> <p>NOTA 2-El límite superior para esta clase puede variar.</p>	

REGISTRO DEL RECURSO

Los registros pueden ser automáticos por coordinación máquina a máquina, o pueden ser aplicados al soporte de capacidades humanas de búsqueda.

3.1.4. IEEE Std 929-2000, Práctica IEEE recomendada para la interconexión eléctrica de sistemas fotovoltaicos.

CALIDAD DE ENERGÍA

La calidad de energía provista por el sistema Fotovoltaico (FV) para cargas a.c. en el sitio y para suministrarla a las instalaciones interconectadas es gobernada por prácticas y estándares dirigidos a tensiones, frecuencia y distorsión. La desviación de estos estándares representa condiciones peligrosas y puede requerir que los inversores desconecten la línea de la instalación. Todos los parámetros de calidad (como son la tensión, frecuencia, distorsiones) son especificadas en el (PCC).

RANGOS DE TENSIONES NORMALES DE OPERACIÓN

Los sistemas fotovoltaicos interconectados no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia la instalación. Sin embargo, el rango de operación de la tensión para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales de la instalación, no como una función de regulación de tensión.

Si la inyección de corriente FV en una línea eléctrica excede la carga de la línea, se requiere entonces una acción correctiva, como equipos de regulación de tensión que normalmente no tienen capacidad sensora de corriente direccional.

PEQUEÑOS SISTEMAS (≤ 10 KW)

El rango de operación para estos pequeños sistemas FV es 106-132 V en una base de 120 V, esto es, el 88-110 % de la tensión nominal. Este rango resulta en puntos de caída a 105 V y 133 V. En la actualidad el punto de caída 133 V está relacionado con la tensión del PCC, el cual no es necesariamente la tensión terminal del inversor. Si la instalación del inversor esta eléctricamente cerca del PCC lo suficiente para permitir diferencias de tensiones despreciables entre el inversor y el PCC, el punto de caída 133 V se aplicará en los terminales del inversor además del PCC.

SISTEMAS GRANDES Y MEDIANOS

Las instalaciones pueden tener rangos específicos de operación para sistemas FV grandes y medianos y pueden requerir parámetros ajustables de tensión de operación para estos grandes sistemas. En ausencia de cada requerimiento, los principios de operación entre el 88% y el 110% se aplicarán para una tensión apropiada de operación.

DISTORSIONES DE TENSIÓN

Este tema esta discutido en 10.5 de la IEEE Std 519-1992, particularmente la figura 10.3. Cualquier distorsión de tensión resultante de la conexión del inversor al sistema eléctrico en el PCC no debe exceder los límites definidos por las máximas fronteras de la curva de irritación de la IEEE Std 519-1992.

FRECUENCIA

La frecuencia del sistema que controla la instalación, y el sistema FV deben operar en sincronismo con la instalación. Pequeños sistemas FV deber tener una frecuencia ajustable de operación en un rango de 59.3 a 60.5 Hz.

DISTORSIÓN DE LA FORMA DE LA ONDA

La distorsión total de armónicos debe ser menor que el 5% de la frecuencia fundamental a la salida del inversor. Cada armónico individual debe ser limitado a los porcentajes de la Tabla 1. Los límites de la tabla 8 son un porcentaje de la frecuencia fundamental y de la salida total del sistema. Cada armónico en estos rangos debe ser menor al 25% de los límites ya mencionados.

Tabla 8. Límites de distorsión recomendados en IEEE Std 519-1992 para convertidores de seis pulsos

Armónicos impares	Límite de distorsión
3-9	< 4.0%
11-15	< 2.0%
17-21	< 1.5%
23-33	< 0.6%
Por encima de 33	< 0.3%

FACTOR DE POTENCIA

El sistema FV deber operar a un factor de potencia mayor a 0.85 (en adelanto o atraso) cuando la salida es mayor al 10% de la nominal.

RESPUESTA A CONDICIONES ANORMALES DE LA INSTALACIÓN

Un sistema FV debe sensar las condiciones de la instalación y desconectarla cuando la tensión o la frecuencia sensadas están por fuera de los valores dados cuando el potencial para un recurso distribuido en una isla exista, o cuando exceda la inyección de corriente.

PERTURBACIONES DE TENSIÓN

Todas las discusiones respecto a sistemas de tensión asumen una base nominal de 120 V.

El inversor debe sensar tensiones anormales y responder. Las condiciones de la tabla 9 deben cumplirse, con valores de tensiones eficaces (rms) en el PCC.

Tabla 9. Respuesta a voltajes anormales

Voltaje (PCC)	Tiempo máximo de desconexión
$V < 60$ ($V < 50\%$)	6 ciclos
$60 \leq V < 106$ ($50\% \leq V < 80\%$)	120 ciclos
$106 \leq V \leq 132$ ($88\% \leq V \leq 110\%$)	Operación normal

$132 < V < 165$ ($110\% < V < 137\%$)	120 ciclos
$165 \leq V$ ($137\% \leq V$)	2 ciclos

PERTURBACIONES DE FRECUENCIA

Los puntos de prueba para determinar la operación apropiada de la frecuencia de caída debe ser 59.2 y 60.6 Hz. Cuando la frecuencia de la instalación está fuera del rango de 59.3-60.5 Hz, el inversor debe desconectar la instalación en cerca de 6 ciclos.

PROTECCIÓN A ISLAS

Los sistemas FV están protegidos contra la inmensa mayoría de situaciones potenciales de isla por esquemas de detección de tensiones y frecuencias discutidas anteriormente. Cada circunstancia requerirá un balance de generación-carga de tal forma que la frecuencia y tensión de ambos permanezca dentro de los límites descritos.

Una instalación deseable para asegurar en contra de establecimientos de islas soportadas por sistemas recursos distribuidos FV debe requerir el uso de inversores anti-isla.

RECONEXIÓN DESPUÉS DE UNA PERTURBACIÓN EN LA INSTALACIÓN

Siguiendo un evento prohibido causado por un sistema FV para desconectar una línea de la instalación, la energización de la línea debe permanecer desactivada hasta que la tensión y frecuencia continúe normal y hayan sido objeto de mantenimiento por la instalación por un mínimo de 5 minutos, tiempo al cual el inversor está autorizado para reconectar automáticamente el sistema FV a la instalación.

INYECCIÓN DE CORRIENTE DIRECTA

El sistema FV no debe inyectar corriente c.d. mayor al 0.5% de la corriente nominal hacia la interface a.c. bajo cada una de las condiciones normales y anormales de operación.

PUESTA A TIERRA

El sistema FV y la interconexión del equipo debe ser puesto a tierra de acuerdo con los códigos aplicables.

3.2. NORMA CHILENA

3.2.1. Norma técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de media tensión.

ARTÍCULO 1-7

Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) se establecerán en conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán analógicamente, para fines interpretativos, normas internacionales.

ARTÍCULO 2-4

La conexión de un PMGD a un alimentador de distribución no requiere de obras adicionales si la relación cortocircuito – potencia es mayor a 20. Sin embargo, este cálculo deberá ser sustentado adjuntando las correspondientes simulaciones en estado estacionario y dinámico del sistema.

ARTÍCULO 3-4

La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará siempre a través de transformadores con uno de sus devanados en conexión delta. Se implementará una conexión ΔY (delta en media tensión) en el caso en que coexistan consumos e inyecciones a redes del SD, y conexión $Y\Delta$ (estrella en media tensión aterrizada) en los casos que únicamente exista inyección. Para el caso de PMGD asincrónicos, la velocidad de partida debe estar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo. Si el PMGD sólo 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.

ARTÍCULO 3-5

El interruptor de acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del PMGD con el Sistema de Distribución (SD), este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el punto de conexión seleccionado. Lo anterior corresponde a un interruptor de poder, o reconectador, o interruptor de motor para PMGD. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. En el caso de PMGD con convertidor de frecuencia o con inversor, el equipo de maniobra deberá estar entre el SD y el convertidor o inversor, según corresponda. Si el interruptor está en la misma ubicación del convertidor o inversor, no deberá ser afectado en

su funcionamiento como elemento de maniobra por un cortocircuito en el convertidor o en el inversor.

ARTÍCULO 3-6

La Instalación de Conexión se realizará a través de un paño de maniobras compuesto por un interruptor, un equipo de corte visible, los equipos de control y las protecciones de desacoplamiento. Dicha instalación permitirá la separación galvánica completa, esto es las 3 fases, y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora.

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. La ejecución de estas instalaciones de maniobra, así como de la totalidad de la subestación de conexión, se realizarán conforme lo establecido en el Artículo 1-7 de la presente norma técnica (NT).

ARTÍCULO 3-7

Cuando el PMGD se conecte a un paño de subestación, éste deberá ser incorporado a los enclavamientos respectivos de la misma, de tal forma de mantener los niveles de seguridad de la subestación. En el caso de una conexión en derivación desde una línea de media tensión se implementarán los siguientes enclavamientos:

- a) Desconectador de puesta a tierra, frente a tensión;
- b) Desconectador de puesta a tierra, frente a desconectador; y
- c) Desconectador, frente a interruptor.

Además, en caso de ser necesario, se deberán implementar enclavamientos específicos dependientes del PMGD.

ARTÍCULO 3-8

El esquema de puesta a tierra de la Instalación de Conexión de un PMGD no debe originar sobre tensiones 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.

ARTÍCULO 3-9

La conexión de un PMGD no debe hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el SD, ni la capacidad de interrumpir cortocircuitos en ella. La conexión de un PMGD no debe causar la operación de interruptores o desconectores existentes en el SD, ni impedir su cierre o recierre. Tampoco debe obligar a un cambio en las prácticas de despeje de fallas en el SD. No se deberá 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 3-10

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.

ARTÍCULO 3-11

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 contener un equipamiento de medida, consistente en un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión cero. Se exigirá un dispositivo de sincronización automático. Asimismo, si la empresa correspondiente cuenta con un sistema SCADA para la operación del SD, esta última podrá convenir con el propietario del PMGD que efectúe las inversiones necesarias para incorporar sus instalaciones a este sistema SCADA.

ARTÍCULO 3-12

Los medidores destinados a facturación, y los aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados en el punto de conexión. Para el caso de autoprodutores, se deberán realizar mediciones tanto de las inyecciones como de los consumos del autoprodutor.

ARTÍCULO 3-14

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 baterías. La capacidad deberá estar dimensionada para operar durante 8 horas toda la Instalación de Conexión, con todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, cuando falte el apoyo desde la red de media tensión. No estará permitido 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.

ARTÍCULO 3-15

Las medidas de protección para el PMGD tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas. En instalaciones que pueden operar en isla, la protección deberá estar garantizada también bajo esta forma de operación. Además, en caso de desviaciones inaceptables de la tensión o de la frecuencia, deberán implementarse medidas adicionales, con protecciones que abran el interruptor de acoplamiento, mediante el empleo de relés de frecuencia y de voltaje. Adicional a ello, el PMGD contará con una protección de potencia inversa.

La protección de la Instalación de Conexión contra variaciones de la tensión deberá ser implementada trifásicamente. Si la tensión se mide en el nivel de baja tensión o media tensión, se medirá entre fases. Las protecciones contra caída o subida de la frecuencia pueden ser implementadas monofásicamente. Los ajustes deberán permitir su lectura y control en las protecciones, sin la necesidad de elementos adicionales. Lo anterior también será válido en el caso de protecciones integradas.

ARTÍCULO 3-18

La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una red de media tensión de un SD no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

ARTÍCULO 3-19

El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el punto de repercusión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la

sincronización y sin originar parpadeo que exceda los límites estipulados en el Art. 3-33.

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 $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$

ARTÍCULO 3-20

El PMGD no podrá energizar la red de media tensión del SD, o parte de éste, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora.

ARTÍCULO 3-21

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 desconectar 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 3-22

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-7 de la presente NT, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.

ARTÍCULO 3-23

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-7 de la presente NT.

ARTÍCULO 3-24

El equipo de cierre de la Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir un 220% de la tensión de suministro.

ARTÍCULO 3-28

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 10. Rangos de Tensión de fase.

Rango de tensión [% de Vn]	Tiempo de despeje [Segundos]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 90$	2,00

$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

ARTÍCULO 3-29

Cuando la frecuencia nominal del SD está en los rangos indicados, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados que se indican. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 11. Rangos de frecuencia.

Rango de frecuencia [% de Fn]	Tiempo de despeje [Segundos]
$> 50,5$	0,16
(49,5 a 48)	De 16 a 300
< 48	0,16

ARTÍCULO 3-30

Se exigirá una protección contra pérdida del sincronismo, de modo de cumplir con lo establecido en el Artículo 3-33 de la presente NT.

ARTÍCULO 3-31

El PMGD no podrá ser conectado a la red de media tensión del SD, luego de ocurrida una perturbación en la red de media tensión, hasta que la tensión y la frecuencia en el punto de conexión estén en los rangos 0,94 a 1,06 VC y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente.

ARTÍCULO 3-32

Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 0,5% del valor de la corriente nominal en el punto de conexión.

ARTÍCULO 3-33

El PMGD no deberá crear una severidad de oscilación molesta para otros usuarios del SD. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la normativa vigente.

ARTÍCULO 3-34

Las corrientes y tensiones armónicas generadas por PMGD con inversores o convertidores de frecuencia deberán ser documentadas por el fabricante mediante un informe sobre pruebas a un prototipo.

Las corrientes y tensiones armónicas inyectadas por el PMGD no deberán superar los límites dispuestos en la normativa vigente.

ARTÍCULO 3-35

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.

ARTÍCULO 4-2

Las pruebas de diseño se aplicaran a un mismo equipo en el siguiente orden:

- 1) Respuesta a tensión y frecuencia anormales
- 2) Sincronización
- 3) Prueba integral de conexión
- 4) Prueba de formación fortuita de isla
- 5) Limitación de la inyección DC.
- 6) Armónicos

ARTÍCULO 4-16

Una vez conectado el PMGD se deben llevar a cabo las siguientes pruebas de puesta en servicio:

- a) Prueba de potencia inversa o de potencia mínima
- b) Prueba de funcionamiento de la formación y no formación de isla
- c) Prueba de funcionamiento de la separación del SD
- d) Prueba de la instalación compensadora de reactivos
- e) Prueba de funcionamiento de operación programada en isla

ARTÍCULO 5-1

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora o con la Empresa con Instalaciones de Distribución, en su caso. Para ello, se deberá probar, en intervalos regulares de un año, el correcto funcionamiento de interruptores y protecciones.

ARTÍCULO 5-2

La Empresa Distribuidora o con la Empresa con Instalaciones de Distribución, en su caso, podrá solicitar en cualquier momento una verificación del interruptor de acoplamiento y de las protecciones para la desconexión. Si acaso la operación del SD lo exige, la empresa respectiva podrá indicar valores de ajuste modificados para las protecciones.

ARTÍCULO 5-3

La Empresa Distribuidora o la Empresa con Instalaciones de Distribución, en su caso, podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso de peligro y de perturbaciones que afecten sus propias instalaciones. Esto también es válido para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD de la empresa correspondiente.

3.3. NORMA ESPAÑOLA

3.3.1. Real decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

ARTÍCULO 1. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

El presente Real Decreto será de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión. A estos efectos, se entenderá por conexión en baja tensión aquella que se efectúe en una tensión no superior a 1 kV.

ARTÍCULO 7. OBLIGACIONES DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN.

1. El titular de la instalación fotovoltaica es responsable de mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, así como de los aparatos de protección e interconexión.
2. En el caso de que se haya producido una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación y justificándolo previamente, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización previa de la autoridad competente. A estos efectos se entenderá por perturbación importante aquella que afecte a la red de distribución haciendo que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos para este caso por la normativa vigente.
3. En el caso de que una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora lo comunicará a la Administración competente y al titular de la instalación, al objeto de que por éste se proceda a subsanar las deficiencias en el plazo máximo de setenta y dos horas.
4. El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto, de forma inmediata, los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

ARTÍCULO 8. CONDICIONES TÉCNICAS DE CARÁCTER GENERAL.

1. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas a que se refiere el presente Real Decreto no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que, de acuerdo con la disposición adicional única del presente Real Decreto, resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
3. Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
4. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.
3. En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

4. En el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

ARTÍCULO 9. CONDICIONES ESPECÍFICAS DE INTERCONEXIÓN.

1. Se podrán interconectar instalaciones fotovoltaicas en baja tensión siempre que la suma de sus potencias nominales no exceda de 100 kVA. La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a una línea de baja tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto. En el caso de que sea preciso realizar la conexión en un centro de transformación, la suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a ese centro no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión. En caso de desacuerdo, será de aplicación lo previsto en el artículo 4.5 de este Real Decreto.
2. Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica. Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW, a las diferentes fases, o directamente un inversor trifásico.
3. En la conexión de una instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 5% y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

4. El factor de potencia de la energía suministrada a la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad.

ARTÍCULO 10. MEDIDAS Y FACTURACIÓN.

1. Cuando existan consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, éstos se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de dicha instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.

El contador de salida tendrá capacidad de medir en ambos sentidos, y, en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores no será necesario contrato de suministro para la instalación fotovoltaica.

2. Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50 por 100 de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

ARTÍCULO 11. PROTECCIONES

1. Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la

empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continúa de la instalación.
3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
5. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
6. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - a) Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.
 - b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.

- c) El estado del contactor («on/off»), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- d) En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de «software» de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

ARTÍCULO 12. CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

ARTÍCULO 13. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente.

3.3.2. Reglamento electrotécnico para baja tensión, Instalaciones generadoras de baja tensión ITC-BT-40.

CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN

Instalaciones generadoras asistidas

En la instalación interior la alimentación alternativa (red o generador) podrá hacerse en varios puntos que irán provistos de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultaneo a ambas fuentes de alimentación.

En el caso en el que este previsto realizar maniobras de transferencia de carga sin corte, la conexión de la instalación generadora asistida con la red de distribución pública se hará en un punto único y deberá cumplirse los siguientes requisitos:

- Sólo podrán realizar maniobras de transferencia de carga sin corte los generadores de potencia superior a 100kVA
- En el momento de interconexión entre el generador y la red de distribución pública, se desconectará el neutro del generador de tierra
- Deberá incluirse un sistema de protección que imposibilite el envío de potencia del generador a la red.
- Deberán incluirse sistemas de protección por tensión del generador fuera de límites , frecuencia fuera de los límites, sobrecarga, y cortocircuito, enclavamiento para no poder energizar la línea sin tensión y protección por fuera de sincronismo.
- Dispondrá de un equipo de sincronización y no se podrá mantener la interconexión más de 5 segundos.

Potencias máximas de las centrales interconectadas en baja tensión

Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente de la línea de la red de distribución pública a la que se conecta la central.

Generadores asíncronos.

La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3% de la tensión de la red.

La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizara hasta que, accionados por la turbina o el motor, este haya adquirido una velocidad entre el 90 y el 100% de la velocidad de sincronismo.

Generadores síncronos.

La conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:

- Diferencia de tensiones \pm 8%
- Diferencia de frecuencia \pm 0,1%
- Diferencia de fase \pm 10°

Los puntos donde no exista equipo de sincronismo y sea posible la puesta en paralelo, entre la generación y la red de distribución pública, dispondrán de un enclavamiento que impida la puesta en paralelo.

Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión

En el origen de la instalación interior y en el punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuará un conjunto de protecciones. Estas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que están conectadas y en caso de defecto de estas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red de distribución pública.

El interruptor de acoplamiento llevara un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación cuando esta deba trabajar independientemente de aquella.

Cuando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la red de distribución pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la red de distribución pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.

En las instalaciones generadoras con generadores asíncronos se dispondrá siempre un contador que registre la energía reactiva absorbida por éste.

Control de la energía reactiva

En las instalaciones con generadores asíncronos, el factor de potencia de la instalación no será inferior a 0,86 a la potencia nominal y para ello, cuando sea necesario, se instalaran las baterías de condensadores precisas.

Las instalaciones anteriores dispondrán de dispositivos de protección adecuados que aseguren la desconexión en un tiempo inferior a 1 segundo cuando se produzca una interrupción en la red de distribución pública.

La empresa distribuidora de energía eléctrica podrá eximir de la compensación del factor de potencia en el caso de que pueda suministrar la energía reactiva.

Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el factor de potencia entre 0,8 y 1 en adelanto o retraso. Con objeto de mantener estable la energía reactiva suministrada se instalará un control de la excitación que permita regular la misma.

CABLES DE CONEXIÓN

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

FORMA DE LA ONDA

La tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental.

PROTECCIONES

En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas a la red de distribución pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Estas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido.

Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- De sobre intensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz. o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se pueden presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en el reglamento sobre condiciones técnicas de garantía de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no produzcan transferencias de defectos a la red de distribución pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta; aisladas o interconectadas.

La red de tierras de la instalación conectada a la generación sea independiente de cualquier otra red de tierras. Se considera que las redes de la tierra son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en la otra, diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50V.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la red de distribución pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal.

3.4. NORMA IEC

3.4.1. IEC 61727. Sistemas fotovoltaicos – Características de la interconexión en el punto común de conexión (PCC).

COMPATIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN

La calidad de energía provista por el sistema FV para las cargas AC en el sitio y para la energía entregada a la instalación es gobernada por prácticas y estándares en tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia. La desviación de estos estándares representa condiciones prohibidas y puede requerir que el sistema FV sense la desviación y desconecte apropiadamente la instalación.

Todos los parámetros de calidad (tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia) deben ser medidos en el punto común de conexión (PCC) a menos que se especifique otra cosa.

TENSIÓN, CORRIENTE Y FRECUENCIA

La tensión, corriente y frecuencia del sistema FV debe ser compatible con el sistema de distribución.

RANGO NORMAL DE OPERACIÓN

Los sistemas FV interconectados al sistema normalmente no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia el sistema. Por lo tanto, el rango de tensión de operación para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales del sistema, y no como una función de regulación de tensión.

DISTORSIÓN

La operación del sistema FV no debe causar distorsiones de tensión excediendo los límites establecidos en las secciones relevantes de la IEC 61000-3-3 para sistemas menores de 16 A o la IEC 61000-3-5 para sistemas con corrientes de 16 A y superiores.

INYECCIÓN DC

El sistema FV no debe inyectar corrientes DC mayores al 1% de la corriente nominal de salida del inversor hacia la interconexión AC del sistema bajo condiciones de operación.

RANGO NORMAL DE OPERACIÓN DE LA FRECUENCIA

El sistema FV debe operar en sincronismo con el sistema de distribución, y entre los límites definidos más adelante en el tema de altas/bajas frecuencias.

ARMÓNICOS Y DISTORSIONES EN LA FORMA DE ONDA

Los niveles bajos de armónicos de corriente y tensión son convenientes; los altos niveles de armónicos incrementan el potencial de los efectos negativos en equipos conectados.

Los niveles aceptables de armónicos de tensión y corriente dependen de las características del sistema de distribución, tipo de servicio, aparatos/cargas conectadas, y el establecimiento de prácticas de instalación.

La salida del sistema FV debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para asegurar que ningún efecto negativo sea causado en otro equipo conectado en el sistema eléctrico.

La distorsión total de corriente debe ser menor al 5% de la salida nominal del inversor. Cada armónico individual debe estar limitado por los porcentajes listados en la tabla 12.

Los armónicos constantes en estos rangos deben ser menores al 25% de los armónicos listados impares más bajos listados.

Tabla 12. Limites de distorsión de corriente

Armónicos Impares	Limite de distorsión
3 ^r al 9 ^o	Menor que el 4,0%
11 ^o al 15 ^o	Menor que el 2,0%
17 ^o al 21 ^o	Menor que el 1,5%
23 ^o al 33 ^o	Menor que el 0,6%

Armónicos Pares	Limite de distorsión
2° al 8°	Menor que el 1,0%
10° al 32°	Menor que el 0,5%

FACTOR DE POTENCIA

El sistema FV debe tener un factor de potencia en atraso mayor a 0,9 cuando la salida es mayor al 50% de la salida nominal del inversor. Para sistemas diseñados que proveen compensación de potencia reactiva se puede operar fuera de estos límites con aprobación del sistema.

SEGURIDAD PERSONAL Y PROTECCIÓN DEL EQUIPO

Esta cláusula provee información y consideraciones para la seguridad y operación apropiada de los sistemas FV conectados al sistema eléctrico.

PÉRDIDAS DE TENSIÓN EN EL SISTEMA

Para prevenir la isla, un sistema FV conectado a la red debe cesar de energizar el sistema eléctrico de una línea de distribución desenergizada independientemente de las cargas conectadas u otros generadores entre los límites de tiempo especificados.

Una línea eléctrica de distribución puede desenergizarse por diferentes razones. Por ejemplo, un interruptor de corte en una subestación se abre debido a una condición de falla o corte de una línea de distribución durante el mantenimiento.

Si los inversores (individuales o múltiples) tienen una entrada SELV DC y tienen potencia acumulada por debajo de 1 kW no se requiere que se desconecte mecánicamente.

SOBRE/SUB TENSIONES Y FRECUENCIAS

Las condiciones anormales pueden provocar en el sistema eléctrico que requiera una respuesta del sistema fotovoltaico conectado. Esta respuesta es para asegurar la seguridad eléctrica de personal técnico y el público en general, además de evitar el peligro en equipos conectados, incluyendo los sistemas fotovoltaicos. Las condiciones anormales concernientes son la tensión y la frecuencia excursiones por encima o por debajo de los valores establecidos en esta cláusula, y la completa desconexión de la instalación, presentando el potencial para una isla en un RD.

SOBRE/SUB TENSIONES

Cuando la tensión de la interconexión se desvíe fuera de las condiciones especificadas en la tabla 13, el sistema fotovoltaico deberá dejar de energizar el sistema eléctrico de distribución. Esto aplica para cualquier sistema monofásico o polifásico.

Todas las discusiones con respecto a la tensión del sistema se refieren a una tensión nominal local.

El sistema debe sensor tensiones anormales y responder a ellas. Las siguientes condiciones deben cumplirse, con tensiones en rms y medidas en el PCC.

Tabla 13. Respuesta a voltajes anormales

Voltaje (En el punto de la conexión eléctrica)	Tiempo máximo de despeje*
$V < 0,5 \times V_{\text{nominal}}$	0,1 s
$50\% \leq V < 85\%$	2,0 s
$85\% \leq V \leq 110\%$	Operación continua
$110\% < V < 135\%$	2,0 s
$135\% \leq V$	0,05 s

ALTAS/BAJAS FRECUENCIAS

Cuando la frecuencia de la instalación se desvía por fuera de las condiciones específicas de los sistemas fotovoltaicos deberá dejar de energizar la línea eléctrica. La unidad no tiene que dejar de energizar si la frecuencia vuelve a su condición normal de operación entre el tiempo de despeje especificado.

Cuando la frecuencia de la instalación esta por fuera del rango de ± 1 Hz, el sistema debe dejar de energizar la línea eléctrica en 0,2 s. El propósito de permitir un rango y retardo de tiempo es permitir la continua operación para perturbaciones de corto plazo y evitar ruidos excesivos en condiciones de baja carga.

PROTECCIÓN CONTRA ISLAS

El sistema FV deberá dejar de energizar la línea eléctrica entre 2 segundos después del corte.

RESPUESTA PARA RESTABLECIMIENTO DE LA ENERGÍA

Siguiendo una condición fuera del rango que ha causado que el sistema FV deje de energizar, el sistema FV no energizará la línea eléctrica de 20 segundos hasta 5 minutos después que la tensión y frecuencia de servicio se hayan recuperado en los rangos específicos.

El retardo de energización dependerá de las condiciones locales.

4. CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS NORMAS ESTUDIADAS

REGULACIÓN DE TENSIÓN			
NO APLICA	IEEE 929	NORMA CHILE	IEEE 1547
- IEEE 1547.3 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLAS - REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	Los sistemas FV no regulan tensión y si se requiere serán equipos que no tengan la capacidad sensora de corriente bidireccional.	Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el punto de repercusión. Si se requiere, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas.	Los RD no regularán activamente la tensión en un PCC.
	IEC 61727		
	Los sistemas FV interconectados al sistema normalmente no regulan tensión. Por lo tanto, el rango de tensión de operación para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales del sistema, y no como una función de regulación de tensión.		

PUESTA A TIERRA			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 929	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3	El SPT no interrumpirá la protección de falla a tierra y no causará sobretensiones que excedan a las ocurridas en los	El sistema FV y la interconexión del equipo debe ser puesto a tierra.	La PT no debe originar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados al SD, ni alterar la coordinación de la protección contra

	equipos conectados al área del EPS.		fallas a tierra de la red de M.T del SD. Y debe existir una separación galvánica entre la red de BT y la instalación.
	REAL DECRETO	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	NTC 2050
	La PT de las instalaciones FV interconectadas no alterará las condiciones de la PT de la red. Las masas de la instalación FV estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro del suministro.	<p>El SPT debe:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Asegurar que las tensiones que se pueden presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en el reglamento. - Tener las condiciones técnicas adecuadas para que no produzcan transferencias de defectos a la red de distribución pública ni a las instalaciones privadas; aisladas o interconectadas. - Ser independiente de cualquier otra red de tierras. 	<p>Un conductor de un sistema Bifilar y el neutro de uno trifilar deben estar conectados sólidamente a tierra. (690-41)</p> <p>La PT de un circuito c.c. se debe hacer en cualquier punto del circuito de salida FV. (690-42)</p> <p>Poner a tierra las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente. (690-43)</p> <p>Aplica sección 250.</p>
RETIE			

Toda instalación eléctrica cubierta por el presente Reglamento, excepto donde se indique expresamente lo contrario, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra. Aplican todos los requisitos generales de las puestas a tierra del art. 15.2 del RETIE (Anexo A1)

SINCRONIZACIÓN			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -REAL DECRETO	Las unidades de RD se agruparán en paralelo con el área del EPS sin causar fluctuaciones de tensión en el PCC que no sobrepasen el $\pm 5\%$ del nivel de tensión predominante en el área EPS.	El dispositivo de sincronización automático deberá contener un equipamiento de medida. El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el punto de repercusión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización	La instalación dispondrá de un equipo de sincronización y no se podrá mantener la interconexión más de 5 segundos.
	IEC 61727		
	El sistema FV debe operar en sincronismo con el sistema de distribución.		

REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REAL DECRETO
<ul style="list-style-type: none"> - IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO - IEC 61727 	<p>Cualquier RD conectado a esta red no causará re-cierres operacionales o preventivos.</p> <p>La conexión de RD solo es permitida si la barra de la red está energizada más del 50% de la capacidad de las protecciones instaladas.</p>	<p>El PMGD no podrá ser conectado a la red de MT del SD, luego de ocurrida una perturbación, hasta que la tensión y la frecuencia en el punto de conexión estén en los rangos 0,94 a 1,06 VC* y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente.</p>	<p>La conexión a la red de distribución se efectuará en baja tensión.</p>

ENERGIZACIÓN INADVERTIDA DEL EPS		
NO APLICA	IEEE 1547	N. CHILE
<ul style="list-style-type: none"> - IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO - REAL DECRETO - IEC 61727 	<p>El RD no deberá energizar el área del ESP cuando está se encuentre desenergizada.</p>	<p>El PMGD no podrá energizar la red de MT del SD, o parte de éste, cuando la red se encuentre desenergizada.</p>

MONITOREO PROVISIONAL	
NO APLICA	IEEE 1547
<ul style="list-style-type: none"> - IEEE 1547.3 Y 929 - NORMA CHILENA - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLAS - IEC 61727 	<p>Cada unidad de RD de 250kVA o más deberá tener un suministro para monitorear sus estados de conexión, suministro de potencia reactiva y tensión en el punto de conexión de RD.</p>

EQUIPO DE AISLAMIENTO			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
<ul style="list-style-type: none"> - IEEE 1547.3 Y 929 - RETIE - REAL DECRETO - IEC 61727 	<p>Se debe ubicar entre el área del EPS y la unidad de RD. El RD deberá desenergizar el circuito del área del EPS al cual está conectado previo al re-cierre por parte del área del EPS</p>	<p>En el caso de PMGD con convertidor de frecuencia o con inversor, el equipo de maniobra deberá estar entre el Sistema de Distribución (SD) y el convertidor o inversor, según corresponda. Si el interruptor está en la misma ubicación del convertidor o inversor, no deberá ser afectado en su funcionamiento. Este equipo debe asegurar separación galvánica de todas las fases.</p>	<p>El interruptor de acoplamiento llevara un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación cuando esta deba trabajar independientemente de aquella.</p>

NTC 2050	
	<p>Se deben instalar medios que desconecten todos los conductores portadores de corriente en una fuente FV de los conductores de una edificación u otra estructura (690-13). Cuando este medio no desconecte el conductor PT, debe instalarse otro medio para ello en el equipo de la acometida (230-74). Al lado de la fuente se permite instalar seccionadores, DPS y diodos de bloqueo (690-14, excepción 2).</p>

PROTECCIÓN DE LA INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REAL DECRETO
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC 2050 -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO - IEC 61727	La conexión debe tener la capacidad de resistir la (EMI)	La Instalación deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de estado de operación o a una operación falsa de ella.	En el caso de que una instalación FV perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, las deficiencias se subsanarán en un plazo máximo de setenta y dos horas.
RETIE			
En sitios de trabajo debe verificarse que los niveles de campo electromagnético no superen los valores establecidos en la tabla 17.			

FUNCIONAMIENTO RESISTENTE		
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO - IEC 61727	La conexión debe tener la capacidad de resistir elevaciones de tensión y de corriente.	La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente.

RECURSOS EN PARALELO			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -REAL DECRETO - IEC 61727	Las fuentes conectadas en paralelo deben resistir un 220% de la tensión nominal del sistema interconectado.	En el caso de una conexión en derivación desde una línea de MT se implementarán los siguientes enclavamientos: a) Desconectador de puesta a tierra, frente a tensión; b) Desconectador de puesta a tierra, frente a desconectador. c) Desconectador, frente a interruptor.	Los puntos donde no exista equipo de sincronismo y sea posible la puesta en paralelo, entre la generación y la red de distribución pública, dispondrán de un enclavamiento que impida la puesta en paralelo.
		NTC 2050	
		La salida de un generador u otra fuente de generación de energía	

eléctrica que funcione en paralelo con un sistema de suministro de energía eléctrica, debe tener tensión, forma de onda y frecuencia compatibles con el sistema al cual se conecta (705-14).

FALLAS EN EL ÁREA DEL EPS

NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	REAL DECRETO
- IEEE 1547.3 Y 929 - RETIE -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	La unidad de RD deberá desenergizar el área del EPS cuando ocurran fallas en el circuito al cual esté conectado.	El interruptor de acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo.	En el caso de desconexión de la red, por trabajos de mantenimiento o por la actuación de alguna protección de la línea, las instalaciones FV no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
	NTC 2050		IEC 61727
	Los sistemas FV colocados en tejados deben tener protección contra fallas a tierra (690-5)	Un sistema FV conectado a la red debe cesar de energizar el sistema eléctrico de una línea de distribución desenergizada, independientemente de las cargas conectadas u otros generadores entre los límites de tiempo especificados.	

TENSIÓN			
NO APLIC A	IEEE 1547	IEEE 1547.3	IEEE 929
- RETIE	<ul style="list-style-type: none"> - Cuando alguna tensión esté en el rango dado en la Tabla 1, el RD deberá parar de energizar el área del EPS en el tiempo de despeje que se indica en la misma tabla. - $RD \leq 30kW$ → tensiones de referencia y tiempos de despeje fijos o de campo ajustable. - $RD > 30kW$ → tensiones de referencia de campo ajustable. - Se realizarán mediciones cuando: <ul style="list-style-type: none"> • $RD \leq 30kW$ en un solo PCC. • $RD < 50\%$ de la demanda anual, por un tiempo de 15 m y el suministro de potencia activa y reactiva no está permitido. 	<p>Para la instalación del sistema de monitoreo de tensión se requiere que cada unidad RD provea la capacidad de conectar un equipo externo y monitorear la tensión, medida en volts, en el lado del punto de conexión al EPS local de la unidad RD.</p>	<p>El rango de operación para pequeños sistemas FV es 106-132 V en una base de 120 V, esto es, el 88-110 % de la tensión nominal. Este rango resulta en puntos de caída a 105 V y 133 V.</p>
	NORMA CHILENA	REAL DECRETO	REGLAMENT O ELECTROTÉCNICO
	La elevación de tensión originada	En la conexión	La caída de

	<p>por los PMGD que operan en una red de MT de un SD no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones. Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la tabla 10, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.</p>	<p>de una instalación FV, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación FV no podrá ser superior al 5% y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red.</p>	<p>tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3% de la tensión de la red.</p>
	NTC 2050	IEC 61727	
	<p>La tensión nominal es la tensión en circuito abierto y es la mayor entre dos conductores cualesquiera. (690-7, a)</p>	<p>Cuando la tensión de la interconexión se desvíe fuera de las condiciones especificadas en la tabla 13, el sistema fotovoltaico deberá dejar de energizar el sistema eléctrico de distribución.</p>	

FRECUENCIA			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILENA	IEEE 929
- IEEE 1547.3 - RETIE -NORMAS	- Cuando la frecuencia esté en el	Cuando la frecuencia nominal del SD está en los rangos	La frecuencia del sistema, y el sistema FV deben operar en

ESPAÑOLAS			
	<p>rango dado en la Tabla 2, el RD deberá dejar de energizar el área del EPS en el tiempo de despeje que se indica.</p> <ul style="list-style-type: none"> - $RD \leq 30kW \rightarrow$ capacidad pico, punto de referencia de frecuencia y tiempos de despeje fijos o de campo ajustable. - $RD > 30kW \rightarrow$ frecuencia de referencia será de campo ajustable. 	<p>indicados en la Tabla 11, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados que se indican. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.</p>	<p>sincronismo con la instalación. Pequeños sistemas FV deben tener una frecuencia ajustable en un rango de 59.3 a 60.5 Hz, y si esta fuera de este rango el inversor debe desconectar la instalación en cerca de 6 ciclos. Los puntos de prueba para la operación apropiada de la frecuencia de caída debe ser 59.2 y 60.6 Hz.</p>
	NTC 2050	IEC 61727	
	<p>La salida una fuente de generación de energía eléctrica, debe tener una frecuencia compatible con el</p>	<p>Cuando la frecuencia de la instalación se desvía por fuera de las condiciones específicas de los sistemas fotovoltaicos deberá dejar</p>	

	<p>sistema al cual se conecta. (705-14).</p>	<p>de energizar la línea eléctrica. Cuando la frecuencia de la instalación está por fuera del rango de ± 1 Hz, el sistema debe dejar de energizar la línea eléctrica en 0,2 s.</p>
--	--	---

RECONEXIÓN			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 929	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
<p>- IEEE 1547.3 - RETIE - REAL DECRETO - NORMA CHILENA</p>	<p>Después de una interrupción en el área del EPS, no debe hacerse ninguna reconexión de RD hasta que la tensión del área esté en el rango B de la tabla 18 y la frecuencia entre 59.3 a 60.5 Hz. El sistema de reconexión deberá incluir un retardo ajustable o fijo de por encima de 5 minutos después</p>	<p>Siguiendo un evento prohibido, la energización de la línea debe permanecer desactivada hasta que la tensión y frecuencia continúe normal y hayan sido objeto de mantenimiento por la instalación por un mínimo de 5 minutos, tiempo al cual el inversor está autorizado para reconectar automáticamente el sistema FV a la instalación.</p>	<p>En el momento de interconexión entre el generador y la red de distribución pública, se desconectará el neutro del generador de tierra</p>

	de que se estabilicen la tensión y la frecuencia.		
		NTC 2050	IEC 61727
	Si se pierde la fuente primaria, todas las fuentes de generación de energía eléctrica se deben desconectar automáticamente de todos los conductores no puestos a tierra de la fuente primaria y no se deben volver a conectar hasta que se restablezca el suministro de la fuente primaria. (705-40).	Siguiendo una condición fuera del rango que ha causado que el sistema FV deje de energizar, el sistema FV no energizará la línea eléctrica de 20 segundos hasta 5 minutos después que la tensión y frecuencia de servicio se hayan recuperado en los rangos específicos. El retardo de energización dependerá de las condiciones locales.	

LIMITACIÓN DE LA INYECCIÓN DC			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	IEEE 929
- IEEE 1547.3 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLAS	Los RD y su sistema interconectado no deberá inyectar corrientes DC mayores al 0.5% del la corriente de salida total en el punto de conexión.	Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 0,5% del valor de la corriente nominal en el punto de conexión.	El sistema FV no debe inyectar corriente DC mayor al 0.5% de la corriente nominal hacia la interface a.c. bajo cada una de las condiciones normales y anormales de operación.

IEC 61727	
	El sistema FV no debe inyectar corrientes DC mayores al 1% de la corriente nominal de salida del inversor hacia la interconexión AC del sistema bajo condiciones de operación.

LIMITACIONES DE LAS DISTORSIONES INDUCIDAS POR LA RED			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 929	NORMA CHILENA
- IEEE 1547.3 - RETIE Y NTC -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	Los RD no deberán crear distorsiones desagradables a los usuarios en el área del EPS.	Cualquier distorsión de tensión resultante de la conexión del inversor al sistema eléctrico en el PCC no debe exceder los límites definidos en la curva de irritación de la IEEE Std 519-1992. Tabla 19.	El PMGD no deberá crear una severidad de oscilación molesta para otros usuarios del SD
	REAL DECRETO		IEC 61727
	En el caso de que una instalación FV se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.	La operación del sistema FV no debe causar distorsiones de tensión excediendo los límites establecidos.	

ARMÓNICOS			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 929	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 - NTC y RETIE	Cuando el RD alimente cargas lineales y balanceadas, la inyección de armónicos de corriente hacia el área EPS en el PCC no deben exceder los límites especificados en la tabla 3.	La distorsión total de armónicos debe ser menor que el 5% de la frecuencia fundamental a la salida del inversor. Cada armónico individual debe ser limitado a los porcentajes de la Tabla 8. Cada armónico en estos rangos debe ser menor al 25% de los límites ya mencionados.	Las corrientes y tensiones armónicas generadas por PMGD con inversores o convertidores de frecuencia deberán ser documentadas por el fabricante mediante un informe, y éstas no deberán superar los límites dispuestos en la normativa vigente
	REAL DECRETO	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	IEC 61727
	Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente.	La tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de: <ul style="list-style-type: none"> - Armónicos de orden par: 4/n - Armónicos de orden 3: 5 - Armónicos de orden impar (≥ 5): 25/n 	La salida del sistema FV debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para asegurar que ningún efecto negativo sea causado en otro equipo conectado en el sistema eléctrico. La distorsión total de corriente debe ser menor al 5% de la

			<p>salida nominal del inversor. Cada armónico individual debe estar limitado por los porcentajes listados en la tabla 12. Los armónicos constantes en estos rangos deben ser menores al 25% de los armónicos listados impares.</p>
--	--	--	--

ISLA INVOLUNTARIA			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE	IEEE 929
- IEEE 1547.3 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLAS	El sistema de interconexión del RD deberá detectar la isla y dejar de energizar el área EPS a los 2 segundos de la formación de una isla.	La Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación de isla y desconectarse de la red de M.T del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.	Los sistemas FV están protegidos contra la inmensa mayoría de situaciones potenciales de isla por esquemas de detección de tensiones y frecuencias discutidas y requieren el uso de inversores anti-isla.
IEC 61727			

El sistema FV deberá dejar de energizar la línea eléctrica entre 2 segundos después del corte para prevenir una isla.

PROTECCIONES			
NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILENA	REAL DECRETO
<ul style="list-style-type: none"> - IEEE 1547.3 Y 929 - RETIE 	<ul style="list-style-type: none"> - Las protecciones de la red no se usarán por separado, a menos que sean posicionadas y probadas para normas aplicables. - Detectarán la frecuencia rms o fundamental de cada tensión fase a fase y fase neutro. 	<p>Las medidas de protección para el PMGD tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, protecciones que abran el interruptor de acoplamiento mediante el empleo de relés de frecuencia y de voltaje, protección de potencia inversa, protección de la Instalación de Conexión contra variaciones de la tensión, protecciones contra caída o subida de frecuencia, protección contra descargas atmosféricas y sobre</p>	<p>Interruptor general manual, Interruptor automático diferencial, Interruptor automático de la interconexión junto a un relé de enclavamiento, Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente)</p>

	tensiones, protección contra pérdida del sincronismo deberán ser implementadas.	
RETIE		
En el caso de generadores, se debe contar con protección contra sobre velocidad y protección contra sobre corrientes. (Art. 17.8.1 (c))		
NTC 2050	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	IEC 61727
La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los DPS en un circuito del sistema FV no debe ser menor al 125% de la corriente calculada. (690-8).	Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la red de distribución pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal. Sistema de protección que imposibilite el envío de potencia del generador a la red, sistemas de protección por tensión del generador fuera de límites	El sistema FV deberá tener una protección contra corto circuito.

, frecuencia fuera de los límites, sobrecarga, y cortocircuito, enclavamiento para no poder energizar la línea sin tensión y protección por fuera de sincronismo e interruptor automático. Tiempo desconexión inferior a 1 segundo. De sobre intensidad. Tiempo de desconexión inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado. De sobretensión, cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado. De máxima y mínima frecuencia, cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

POTENCIA			
NO APLICA	IEEE 1547.3	NORMA CHILENA	REAL DECRETO
<p>- IEEE 1547 Y 929</p> <p>- RETIE</p>	<p>—La provisión de monitoreo para potencia activa requiere que cada unidad RD provea la capacidad para conectar un equipo externo y monitorear la salida de potencia activa, en el punto de conexión del RD. La medida de la potencia activa en una unidad puede ser usada también para indicar cuando la unidad está operando.</p> <p>— La provisión de monitoreo de potencia reactiva requiere que cada unidad RD provea la capacidad para un equipo externo para</p>	<p>La conexión de un PMGD a un alimentador de distribución no requiere de obras adicionales si la relación cortocircuito – potencia es mayor a 20.</p>	<p>Aplicado a instalaciones FV de potencia nominal no superior a 100 kVA.</p> <p>Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica.</p> <p>Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.</p> <p>La suma de las potencias de las instalaciones en régimen</p>

	<p>conectarse y monitorear la salida de potencia reactiva, medidas en kVAR, en el punto de conexión del RD. Dependiendo de la tecnología de generación RD, la unidad RD puede estar dispuesta a proveer energía reactiva.</p>		<p>especial conectadas a una línea de baja tensión no podrá superar la mitad de la capacidad de transporte de dicha línea en el punto de conexión. Si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica. Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW, a las diferentes fases, o directamente un inversor trifásico.</p>
	NTC 2050	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO	IEC 61727
	<p>Se permite interconectar las salidas del RD en el medio de desconexión de la acometida u otros puntos de los predios si el total de</p>	<p>Sólo podrán realizar maniobras de transferencia de carga si el corte los generadores de potencia superior a 100 kVA</p>	<p>Este documento describe recomendaciones específicas para sistemas de 10 kVA o menos, las cuales pueden ser utilizadas en residencias unifamiliares</p>

	<p>las fuentes de alimentación que no sean de la compañía local de energía tenga una potencia de más de 100 kW o la acometida sea de más de 1000 V. (705-12)</p>		<p>monofásicas o trifásicas.</p>
--	--	--	----------------------------------

INVERSORES			
NO APLICA	IEEE 1547.3	REAL DECRETO	NTC 2050
<p>- IEEE 1547 Y 929 - RETIE -NORMA CHILE -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO</p>	<p>Los inversores listados y etiquetados de acuerdo con la UL 1741 incluyen la verificación que ellos pasan en los test de isla involuntaria con la IEEE Std 1547.1. Si el EPS local se desenergiza, este tipo de inversor dejará de des energizar el área EPS y EPS local. Este tipo de inversores necesitan censar la tensión y la frecuencia, luego el</p>	<p>Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión- conexión serán realizadas por éste.</p>	<p>Los inversores se deben identificar para el uso en sistemas FV. La salida de potencia de un inversor de un sistema fotovoltaico que interactúa con otro(s) sistema(s) eléctrico(s) se debe desconectar de forma automática de todos los</p>

<p>IEC 61727</p>	<p>RD inmediatamente dejará de energizar el área EPS durante un apagón y resincronizará cuando la energía sea restaurada de acuerdo a la IEEE Std 1547.1.</p>	<p>conductores no puestos a tierra de éste y de todos los demás sistemas cuando haya pérdida de tensión de los mismos y no se debe volver a conectar hasta que se restablezca la tensión. 690-61.</p>
	<p>IEC 61727</p>	
	<p>Si los inversores (individuales o múltiples) tienen una entrada SELV DC y tienen potencia acumulada por debajo de 1 kW no se requiere que se desconecte mecánicamente en caso de presentarse una isla.</p>	

<p>GENERACIÓN DE INDUCCIÓN</p>			
<p>NO APLICA</p>	<p>IEEE 1547.3</p>	<p>NORMA CHILE</p>	<p>REAL DECRETO</p>
<p>- IEEE 1547 Y 929 - NTC Y RETIE -REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO -IEC 61727</p>	<p>La protección en conjunto para este generador necesitará censar el voltaje y la frecuencia desde el área EPS para desconectarla en caso de una falla o</p>	<p>Para el caso de PMGD asincrónicos, la velocidad de partida debe estar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo.</p>	<p>La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizará hasta que, accionados por la turbina o el motor, este haya adquirido una velocidad entre</p>

	una condición anormal de operación.		el 90 y el 100% de la velocidad de sincronismo.
--	-------------------------------------	--	---

GENERADOR SÍNCRONO			
NO APLICA	IEEE 1547.3	NORMA CHILENA	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
- IEEE 1547 Y 929 - RETIE -REAL DECRETO - IEC 61727	Un sistema RD que contenga un generador síncrono requiere del monitoreo de la tensión y la corriente del área EPS para mantener una operación correcta mientras está en paralelo con el área EPS. La protección en conjunto para este generador necesitará censar el voltaje y la frecuencia desde el área EPS para desconectarla en caso de una falla o una condición anormal de operación.	En el caso de generadores síncronos, 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 $\Delta \phi < \pm 10^\circ$	La operación de sincronización se realizará cuando las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Diferencia de tensiones $\pm 8\%$ • Diferencia de frecuencia $\pm 0,1\%$ • Diferencia de fase $\pm 10^\circ$ Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el FP entre

		0,8 y 1 en adelanto o retraso.
NTC 2050		
Los generadores sincronizados o instalados en paralelo deben contar con los equipos necesarios para establecer y mantener la condición de sincronización. (705-43).		

CLASES DE INSTALACIONES RD	
NO APLICA	IEEE 1547.3
- IEEE 1547 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLA - NORMA CHILE -IEC 61727	<p>CLASE 1: RD < 250 kVA. Los sistemas RD que son probables son los pequeños fotovoltaicos (residenciales).</p> <p>CLASE 2: 250 kVA ≤ RD < 1.5 MVA.</p> <p>CLASE 3: 1.5 MVA ≤ RD <10 MVA.</p> <p>Las clases 1 y 2 proveerán provisiones de monitoreo.</p>

FACTOR DE POTENCIA			
NO APLICA	IEEE 929	REAL DECRETO	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO
- IEEE 1547 Y 1547.3 - RETIE Y NTC -NORMA CHILE	El sistema FV deber operar a un FP mayor a 0.85 (en adelanto o atraso) cuando la salida es mayor al 10% de la nominal.	El FP de la energía suministrada a la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad.	El FP de la instalación no será inferior a 0,86 y para ello, cuando sea necesario, se instalarán las baterías de condensadores precisas.

IEC 61727

El sistema FV debe tener un factor de potencia en atraso mayor a 0,9 cuando la salida es mayor al 50% de la salida nominal del inversor. Para sistemas diseñados que proveen compensación de potencia reactiva se puede operar fuera de estos límites con aprobación del sistema.

5. EJEMPLOS ESTUDIADOS SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A continuación presentamos cuatro ejemplos concretos de generación distribuida a nivel mundial con el propósito de dar a conocer los beneficios que ha generado en varios países y su impacto al medio ambiente como una alternativa para disminuir los efectos del calentamiento global en el planeta y su contaminación.

5.1. PARQUE EÓLICO DE MIDDELGRUNDEN (DINAMARCA)

En el año 2001 se instaló el parque de Middelgrunden, cerca de la costa de Copenhague, que consta de 20 aeroturbinas de 2 MW, y se pretende construir otros cinco campos eólicos en el mar de 160 MW cada uno. Cada uno de estos parques ocupará 20 Km² y tendrá 80 aeroturbinas de 70 m de altura, con tres palas de 40 m de longitud. De hecho, se piensa que en Dinamarca el 21% de toda la energía suministrada en el 2010 será de origen eólico.²

² .. "La Generación Eléctrica en el siglo XXI"; Instituto de la Ingeniería en España; Edita Asociación Nacional de Ingenieros de I.C.A.I.; Madrid; España; pg 205.



Figura 1. Parque Middelgrunden

La producción anual del parque eólico está estimado en 99,000 MWh, de los cuales se garantiza una producción de 89,000 MWh por año. La eficiencia del parque está estimada en un 93.3%. Un ejemplo que este negocio de energía renovable es rentable y beneficioso son los diagramas que ha publicado la Corporación del Parque eólico de Middelgrunden donde se compara la producción y el presupuesto (Budget) desde cuando inició el parque hasta el día de hoy. En los siguientes diagramas comparamos la producción del parque cuando se inauguró (2001) y la producción en el año 2003³:

³ www.middelgrunden.dk

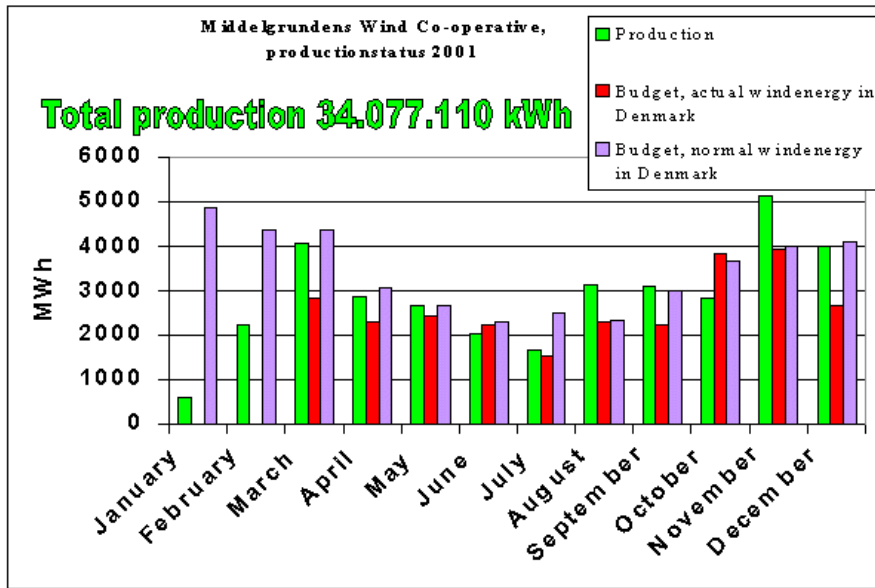


Figura 2. Producción en el año 2001

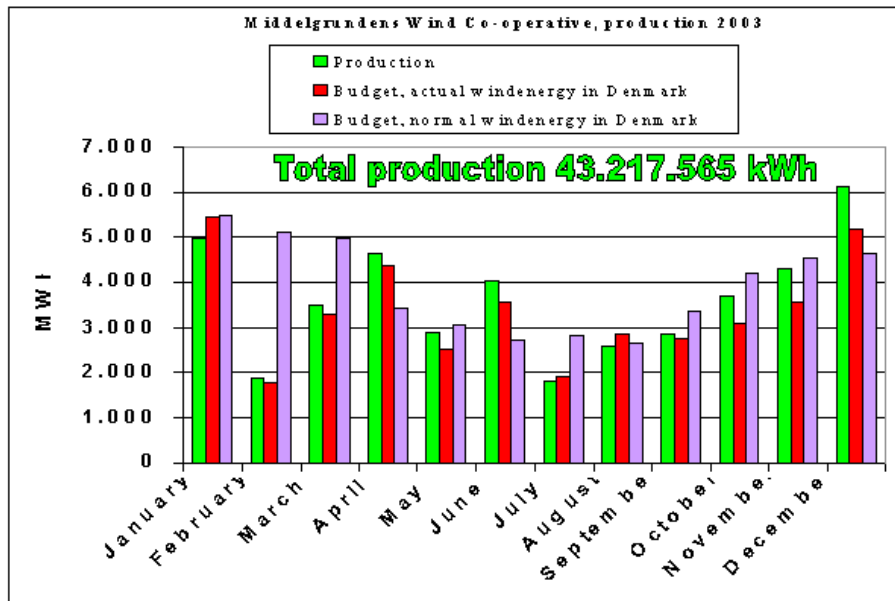


Figura 3. Producción en el año 2003

Además el impacto ecológico ha sido inmenso, entre los que están:

- Por más de 100 años Middelgrunden fue utilizado como vertedero de escombros, materiales de construcción, y barro contaminante. Luego de la construcción del parque su descontaminación ha sido notable.
- El 50% del lecho marino del parque está cubierto de vegetación, lo que da sustento a muchos animales que viven allí.
- Muchos peces están a salvo por este parque. Los mejillones y anguilas ocupan cerca del 10 al 15% de área del parque, y son un filtro importante del agua y alimento para la fauna que existe allí.
- Los niveles de ruido nunca han sido excedidos: 40 dB para zonas habitadas, y 45 dB para zonas recreacionales⁴.

También existen ventajas energéticas del parque como generación distribuida:

- Se han suplido los picos de demanda en gran parte del año con este parque en el País.
- El consumo de su ciudad de origen (Copenhague) es solo del 4% de su producción total, luego es un parque muy competitivo.
- Han recibido un reembolso anual todos los años por utilizar energía verde.

5.2. PANELES FOTOVOLTAICOS EN CASTILLA Y LEÓN (ESPAÑA)

En Castilla y León, en el año 2001, se instalaron 7.300 m² de paneles heliotérmicos y 276 kW-pico de paneles fotovoltaicos. La evolución en la Comunidad Autónoma de Castilla y León ha sido la siguiente⁵:

⁴ "Middelgrunden Offshore- The project"; boletín informativo para clientes y comerciantes asociados al parque Middelgrunden; Julio 01/2001.

⁵ www.energiadiario.com

Tabla 14. Evolución en la Comunidad Autónoma de Castilla y León.

Situación 31/12/2000	Situación 31/12/2007	Evolución	Datos por habitante (2000 - 2007)
10.223 m2	63.085 m2	Multiplicado por 6,2	21,1 m2/1000 hab.

Debido a que en muchas zonas se imposibilita o no es rentable realizar la instalación y conexión a la red, la comunidad de Castilla y León ha evolucionado bastante también en el abastecimiento energético en ubicaciones dónde se encarece notablemente el coste de instalación

La evolución en Castilla y León de la energía solar fotovoltaica es la siguiente:

Tabla 15. Evolución en Castilla y León de la energía solar fotovoltaica.

Situación 31/12/2000	Situación 31/12/2007	Evolución	Datos por habitante (2000 - 2007)
573 kWp	68.762 kWp	Multiplicado por 120	27,3 kWp/1000 hab.

La energía solar fotovoltaica conectada a red permite una cierta descentralización de la producción eléctrica, acercándola a los puntos de consumo en un exponente de la generación eléctrica distribuida. Este sector ha experimentado un espectacular incremento en estos últimos tiempos pasando de los 3,5 MW instalados a finales de 2005 a los más de 68 MW instalados en la actualidad. En total, en la Comunidad de Castilla y León se instalaron 12.615,08 kilovatios de energía solar fotovoltaica en el 2006, 11.675 kilovatios más que en el año 2005. Respecto a las empresas instaladoras, más de 60 están operando en este sector, con un empleo mantenido de 240 personas en solar térmica y 950 en fotovoltaica.

Entre ellas destacar que alguna de ellas ya ha instalado sistemas de refrigeración solar y que otra posee una importante red de franquicias a nivel nacional.

La evolución anual experimentada en la superficie y potencia instalada en Castilla y León es la siguiente.

Tabla 16. Energía Solar Térmica (Superficie instalada anualmente, en m²)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total Instalado	2.895	4.798	6.601	8.254	14.884	7.458
Total Acumulado	13.118	17.916	24.516	32.770	47.654	55.112

Final del año 2006: 55.112 m² energía solar térmica

Tabla 17. Energía Solar Fotovoltaica (Potencia instalada anualmente, en kWp)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total Instalado	163,03	36,82	645,07	1.037,66	1.059,33	12.615,08
Total Acumulado	736,13	772,95	1.418,02	2.455,68	3.515,01	16.130,09

Final del año 2006: 3.700 kW energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica conectada a red permite una cierta descentralización de la producción eléctrica, acercándola a los puntos de consumo en un exponente de la generación eléctrica distribuida. Este sector ha experimentado un espectacular incremento en estos últimos tiempos pasando de los 3,5 MW instalados a finales de 2005 a los más de 68 MW instalados en la actualidad.

5.3. CENTRAL FOTOVOLTÁICA TOLEDO PV (ESPAÑA)

La central Toledo PV, perteneciente a ENDESA, UNION FENOSA Y RWE, es una de las plantas fotovoltaicas más importantes de generación de electricidad a gran

escala. La central consta de tres campos diferentes: dos de ellos trabajan en estructuras fijas, con potencia unitaria de 450 kW, que se transforman desde el nivel de 800 V a corriente continua a 800 V de alterna, para ser posteriormente elevados a 15 kV, con lo cual se pueden despachar a la red. Existe un tercer campo de 100 kW, con estructura de seguimiento solar y concentración, que genera la electricidad a 400 V, aunque tras su inversión se convierte también, tras transformación, en corriente alterna de 15 kV⁶. El diagrama de su sistema es el siguiente:

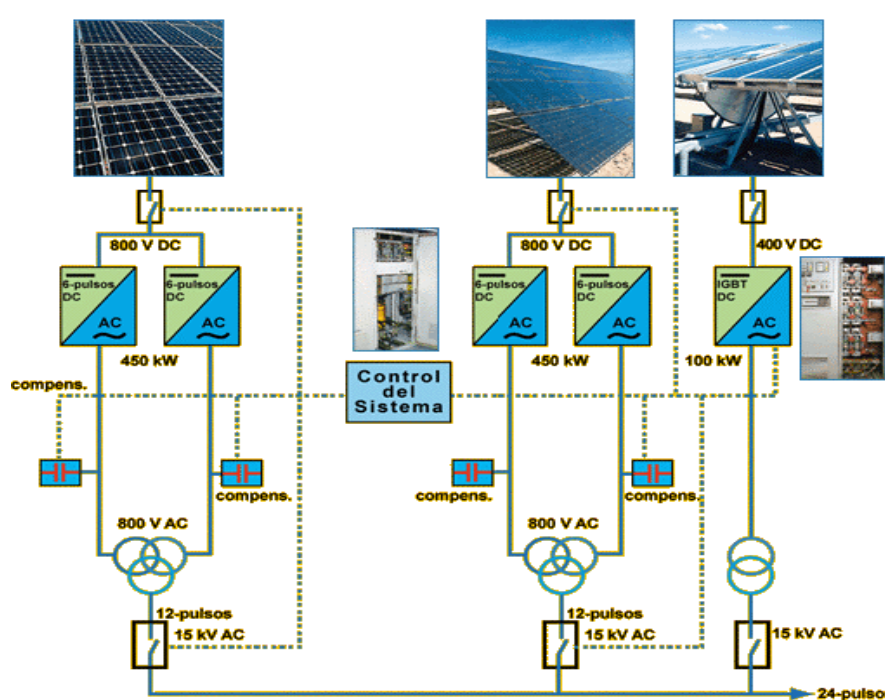


Figura 4. Diagrama sistema de la central Toledo PV

La central fotovoltaica consta de tres campos, dos de aproximadamente 450 kW, formados por estructuras fijas, y otro de unos 100 kW con estructura de seguimiento solar. Esto hace un total de unos 1000 kW distribuidos en unos 8000 módulos. Cada campo de inclinación fija, 30° sur, alimenta un inversor doble de 6

⁶ Anexo Técnico XI Energía Solar M.Piera, José M. Martínez-Val

pulsos conectado por red de 450 kVA. Los paneles fotovoltaicos utilizan dos tipos de tecnología celular; células Saturno LGBC fabricadas por BP Solar España y células MIS-1 procesadas a baja temperatura, fabricadas por ASE GmbH (Nukem).

El sistema tiene un consumo de energía de 700 Wh al día, lo que equivale a menos de un 0.2 % de la generación eléctrica del sistema.

Durante todo el tiempo que la instalación lleva en servicio se han llevado a cabo actividades de mantenimiento y mejora que han hecho que alcanzara un máximo de producción en el año 2000 con 1269 MWh generados.

El proyecto ha supuesto un hito en lo que se refiere a la tecnología fotovoltaica y a la cooperación institucional europea en este ámbito. Tecnológicamente y operativamente este proyecto ha sido un éxito; se ha demostrado la viabilidad de las tecnologías empleadas y se ha alcanzado un elevado nivel de rendimiento y disponibilidad.

5.4. PLANTA LÁCTEA COVAP (CÓRDOBA -ESPAÑA)

La planta COVAP es una planta de tratamiento y envasado de productos lácteos con capacidad de 180 millones de litros de leche y derivados lácteos. Esta empresa es de propiedad de la Sociedad Cooperativa de Andaluza del Valle de los Pedroches en la ciudad de Pozoblanco Córdoba. El consumo eléctrico de esta planta es de 5'400.000 kWh/año y su consumo térmico es de 2000 Toneladas de Vapor a 14 kg/cm², y debido al aire acondicionado y cuartos fríos se gastan cerca de 7000 MWh_{frío}.

El sistema de generación distribuida que se implantó en esta empresa es de tipo cogeneración con suministro térmico y frigorífico (trigeneración), es decir, el calor residual (o parte de él) se utiliza para la producción de frío mediante los conocidos ciclos de absorción (y también de adsorción). Este sistema consta de lo siguiente:

- Turbina de gas de 3.800 kWe alimentada con gas natural.

- Generador de vapor de 20 t/h.
- Producción de frío: máquina de absorción de 1.500 kWfrío.

Los resultados que se obtuvieron por la implementación de este sistema son los siguientes:

Técnicos

- Mejora de la calidad de la energía consumida por la planta.
- Garantía de suministro energético.
- Optimización del diseño de la planta.

Energéticos y económicos

- Ahorro del 11% de la energía primaria demandada (10.512 MWh).
- Ahorro en la factura energética.

Medioambientales

- Eliminación de 10.500 tCO₂/año de emisión⁷.

⁷ Generación energética distribuida; Lope del Amo Martínez; Dpto. Transformación de la Energía, España.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Los sistemas distribuidos no regularán tensión, debido a que los inversores no están diseñados para proteger el sistema contra sobre tensiones.
- La puesta a tierra es un elemento fundamental e indispensable en la implementación de sistemas de generación distribuida, el cual no deberá alterar la coordinación de protecciones, generar sobre tensiones, ni afectar el funcionamiento de puestas a tierra de otros sistemas. Además, todas las partes metálicas expuestas de un sistema distribuido deben estar conectadas a tierra.
- El sistema de generación distribuida obligatoriamente debe estar en sincronismo con la red de distribución, para que no se presenten fluctuaciones de tensión en la red.
- Ningún recurso distribuido deberá causar fallas operacionales en la red de distribución una vez que esté conectada.
- No se debe presentar energización de la red de distribución cuando ésta se encuentre desenergizada por parte de los sistemas distribuidos.
- Las instalaciones que contengan recursos distribuidos deben ser capaces de resistir sobre tensiones y sobre corrientes.

- Cuando se presente una falla en la red, el sistema distribuido debe desenergizarse.
- Los sistemas de generación distribuida no deberán inyectar corrientes DC mayores al 1% del valor de la corriente de salida nominal total del punto de conexión.
- No se deben presentar distorsiones que afecten a los usuarios por parte de los sistemas de generación distribuida.
- En el caso de presentarse una situación de isla involuntaria en la red el RD deberá dejar desenergizar el circuito en un tiempo máximo de 2 segundos.
- Los sistemas de generación distribuida son una gran alternativa para suplir energía sin provocar daños ambientales y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES

Con el fin de realizar un aporte constructivo con base en nuestra investigación, a continuación se citarán algunas normas propuestas según el análisis realizado a la información adquirida a través del cuadro comparativo.

SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Toda instalación de Generación Distribuida deberá cumplir con los siguientes capítulos y secciones de la NTC 2050, según le aplique:

- Capitulo 2 – Alumbrado y protección de las instalaciones eléctricas.
 - Capitulo 3 – Métodos y materiales de las instalaciones.
 - Generadores – Sección 445.
 - Sistemas de emergencia – Sección 700.
 - Sistemas de reserva legalmente requeridos – Sección 701.
 - Sistemas de reserva opcionales – Sección 702.
 - Sistemas solares fotovoltaicos – Sección 690.
 - Sistemas de generación de energía eléctrica interconectadas – Sección 705.
- Toda instalación de Generación Distribuida deberá contar con un diseño que cumpla con los requisitos del artículo 8.1 del RETIE.
 - Todo sistema de GD debe tener un sistema de puesta a tierra y para su construcción se deben seguir las pautas establecidas en el artículo 15 del RETIE.
 - El sistema de monitoreo deberá arrojar como mínimo las siguientes medidas:
 - Tensión y corriente AC o DC del generador.
 - Potencia consumida.
 - Radiación solar en el plano de las celdas en el caso de sistemas fotovoltaicos.
 - Temperatura ambiente.
 - Tensión y corriente a la entrada del inversor y a su salida en el caso de sistemas fotovoltaicos.
 - Potencia activa y reactiva.

- Frecuencia.
- La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el Sistema de Distribución, así como de un abastecimiento de servicios auxiliares independiente del Sistema de distribución, normalmente baterías. La capacidad deberá estar dimensionada para operar durante 8 horas toda la Instalación de Conexión, con todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, cuando falte el apoyo desde la red de media tensión.
- Los condensadores de compensación instalados junto al Recurso Distribuido no podrán ser conectados a la red de media tensión del Sistema de Distribución antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con desconectar el generador.
- El factor de potencia de la instalación debe ser superior a 0.86, con el fin de reducir los efectos negativos que pueden introducir los reactivos en el sistema.
- Para sistemas distribuidos mayores a 250kVA se debe implementar procedimientos de monitoreo.
- Para sistemas de celdas combustibles se debe cumplir lo siguiente⁸:
 - La regulación de tensión debe estar en el orden del $\pm 2\%$.
 - Una regulación de frecuencia del orden del $\pm 0,5 \%$.

⁸ Distributed generation: the power paradigm for the new millennium / edited by Anne-Marie Borbely and Jan F. Krieder; Capítulo 6.

- Suministro de potencia reactiva con factor de potencia de 0,8 a 1 en atraso sin que afecte la salida de potencia activa.
 - Supresor de armónicos y distorsiones de tensión.
- Todo sistema que utilice gas combustible con presiones por debajo de los 125 psi debe ser instalado y operado de acuerdo con la norma NFPA 54 (Código Americano de Gas combustible) de lo contrario se debe usar la NFPA 37 y la tubería debe ser de acero u otro metal que permita la norma NFPA 30.
 - Las celdas combustibles deberán cumplir los requisitos de la norma Americana NFPA 52 y NFPA 853, y la tubería para transportar hidrógeno se debe regir bajo la norma americana ASME B31.3.
 - Los sistemas que funcionen a base de combustibles como el etanol, metanol, y diesel, deberán cumplir la norma americana NFPA 30 (Código de líquidos combustibles e inflamables).
 - Todos los sistemas de gases licuados de petróleo (en fase líquida o vapor) deben ser instalados de acuerdo con la norma americana NFPA 58
 - La distancia entre la unidad y edificaciones, sistemas de ventilación, o vías de acceso deben ser de mínimo 1,5 metros, o menos si se demuestra que no genera inseguridad a las personas ni obstaculiza el paso.⁹
 - Todos los materiales y dispositivos utilizados en sistemas de energía eólica, celdas combustibles, energía fotovoltaica, biogás, y demás fuentes alternativas, deberán ser certificados para su uso y demostrarlo mediante

⁹ Distributed generation: the power paradigm for the new millennium / edited by Anne-Marie Borbely and Jan F. Krieder, Capítulo 12

certificado de producto o el aval de un laboratorio mediante norma internacional y realizar la correspondiente equivalencia.

- En el caso que los armónicos generados por el sistema distribuido sean considerables y sobrepasen los márgenes permitidos se deberá utilizar transformadores conectados en estrella-triángulo hacia la red, o usar filtros especiales para mitigar su efecto.
- Los tipos de instalaciones que contengan recursos distribuidos se clasificarán según la IEEE 1547.3 numeral 5.3.

SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COMO GD.

- El módulo fotovoltaico debe llevar en forma clara, visible e indeleble el nombre, modelo o logotipo del fabricante.
- Se deben cumplir las normas internacionales para módulos de silicio cristalino y módulos fotovoltaicos de capa delgada y demostrar mediante certificado de producto.
- Las baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos deben estar rotuladas con el nombre de fabricante, tensión y corriente nominal, polaridad en terminales y capacidad nominal (kW). Además deben estar certificadas para su uso y demostrarlo mediante certificado de producto.
- La tensión de desconexión del regulador deba escogerse de tal manera que la interrupción de electricidad a las cargas se produzca cuando la batería o banco de baterías haya alcanzado la profundidad máxima de descarga sin superar en ningún caso el 80%. La tensión final de carga debe asegurar

que la batería o banco de baterías se haya cargado por encima del 90% de su capacidad nominal.

- El regulador deberá estar rotulado con nombre de fabricante, tensión nominal, corriente máxima, y polaridad entre terminales y conexiones. Además debe cumplir normas internacionales o estar avalado por un laboratorio reconocido y demostrarlo mediante certificado de producto.
- El inversor deberá estar rotulado con nombre de fabricante, tensión nominal, corriente máxima, polaridad entre terminales y conexiones, tipo de inversor. Además debe cumplir normas internacionales o estar avalado por un laboratorio reconocido y demostrarlo mediante certificado de producto.
- Se deben instalar cajas de conexión y paso con grado de protección IP adecuado, resistentes a la humedad, rayos ultravioleta, y otros fenómenos atmosféricos debido a su exposición a la intemperie.
- Se deben asegurar una posición óptima de los captadores para evitar la proyección de sombras en los siguientes casos:
 - Entre el campo fotovoltaico y algún obstáculo próximo.
 - Entre dos filas de módulos cuando estos tienen cierta inclinación con respecto a la horizontal o la vertical.
- Si los módulos fotovoltaicos están dispuestos como estructuras sobre el suelo deben estar ancladas sobre cimentaciones de concreto u hormigón calculadas para evitar el vuelco de de la estructura. Así mismo, se debe calcular las cargas mecánicas de la estructura para que soporte los módulos en forma segura.

- Para módulos sobre cubiertas se prohíbe que los anclajes la sobrepasen, esto con el fin de evitar la filtración de agua.
- Todas las partes metálicas, especialmente las de hierro, deben ser de tipo galvanizado o estar protegidas por alguna película anticorrosiva.
- Se debe dejar un espacio mínimo de 3 cm entre módulos inclinados para permitir el paso del aire y disminuir las cargas de viento sobre los módulos.
- Las estructuras de dos o más filas de la misma línea se montaran perfectamente alineadas y la distancia entre ellas debe ser suficiente para realizar el cableado y las conexiones eléctricas de los módulos y la colocación de los elementos necesarios.
- La distancia entre el regulador y las baterías debe ser la menor posible para evitar caídas de tensión en el circuito, las cuales no deben ser superiores a 100 mV.
- El regulador y el inversor deberán estar protegidos en cajas o armarios provistos de la ventilación necesaria para la adecuada refrigeración de los equipos, a menos que estén fabricados a prueba de intemperie.
- Para aerogeneradores utilizados como apoyo de sistemas fotovoltaicos se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - Debe garantizarse mediante un cálculos que los cimientos en concreto u hormigón que harán de base del aerogenerador soportaran su peso y las cargas mecánicas que este pueda generar sobre la estructura.

- Se debe asegurar que la ubicación del aerogenerador cumpla con todas las distancias mínimas que exige la norma.
- Cumplir con todos los requisitos técnicos que se le exigen y comprobarlo con el sometimiento de una inspección por parte de un organismo acreditado.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Std 1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, 2003.
- [3] IEEE Std 1547.1TM, “IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.”, 2005.
- [4] IEEE Std 1547.3, “IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.”, 2007.
- [5] IEEE Std 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- [6] REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [7] “Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión.” Ministerio de economía, fomento y reconstrucción, Santiago, 22 de mayo de 2007.
- [8] “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.” Ministerio de Minas y Energía, Resolución 180466 de 2 de Abril de 2007.
- [9] “Código Eléctrico Colombiano.” NTC 2050. Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), 2ª Edición.
- [10] IEC 61727, “Sistemas fotovoltaicos–Características de la interconexión en el punto común de conexión (PCC)”.
- [11] “La Generación Eléctrica en el siglo XX1”; Instituto de la Ingeniería en España; Edita Asociación Nacional de Ingenieros de I.C.A.I.; Madrid; España.
- [12] www.middelgrunden.dk
- [13] “Middelgrunden Offshore- The project”; boletín informativo para clientes y comerciantes asociados al parque Middelgrunden; Julio 01/2001.
- [14] www.energiadiario.com
- [15] Anexo Técnico XI Energía Solar M.Piera, José M. Martínez-Val
- [16] Generación energética distribuida; Lope del Amo Martínez; Dpto. Transformación de la Energía, España.
- [17] Distributed generation: the power paradigm for the new millennium / edited by Anne-Marie Borbely and Jan F. Krieder; Capítulo 6.
- [18] Distributed generation: the power paradigm for the new millennium / edited by Anne-Marie Borbely and Jan F. Krieder, Capítulo 12

ANEXOS

ANEXO A. ARTÍCULO 15.2 REQUISITOS GENERALES DE LAS PUESTAS A TIERRA (RETIE).

Las puestas a tierra deben cumplir los siguientes requisitos:

- a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo y demás condiciones de uso conforme a la guía norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.
- d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente Reglamento, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.
- e. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
- f. En sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, el conductor de neutro debe ser dimensionado con por lo menos el 173% de la capacidad de corriente de las cargas no lineales de diseño de las fases, para evitar sobrecargarlo.

- g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la Figura 10.

ANEXO B. VALORES DE CAMPO ELECTROMAGNÉTICO

Tabla 18. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.

TIPO DE EXPOSICIÓN	INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO (kV/m)	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (μ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de 8 horas.	10	500
Exposición del público general hasta 8 horas continuas	5	100

ANEXO C. NORMA ANSI C84.1-1995

La norma define dos rangos de voltaje:

- **Rango A:** Las utilidades deben diseñar los sistemas eléctricos para proporcionar voltajes de servicio dentro de estos límites. Las excursiones de voltaje fuera de de estos límites debe "ser poco frecuente."
- **Rango B:** Éstos son los límites más amplios, pero la norma estipula que deben limitarse excursiones fuera de ellos en la magnitud, frecuencia, y duración." Y cuando las tales excursiones ocurren, se emprenderán las

medidas "correctivas dentro de un tiempo razonable para mejorar los voltajes para encontrar los requisitos del Rango A."

Rango A define voltajes en estado estable; Rango B define voltajes de emergencia.

La tabla 18 de la ANSI C84.1-1995 da un resumen Los límites de voltaje del Rango A y Rango B para los sistemas de baja tensión. La norma también proporciona datos similares para los sistemas de media tensión (2.4kV-34.5 kV).

El requisito para recordar para un circuito normal de voltaje nominal de 115 es que el voltaje al metro debe quedar entre 114-126v para el Rango A & 110-127v para el Rango B

Tabla 19. Respuesta a voltajes anormales

ANSI Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges for Low-Voltage Systems

Nominal System Voltage	Nominal Utilization Voltage	Range A			Range B		
		Maximum Utilization and Service Voltage ^a	Minimum Service Voltage	Utilization Voltage	Maximum Utilization and Service Voltage	Minimum Service Voltage	Utilization Voltage
<i>Two Wire, Single Phase</i>							
120	115	126	114	110	127	110	106
<i>Three Wire, Single Phase</i>							
120/240	115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
<i>Four Wire, Three Phase</i>							
208Y/120	200	218/126	197/114	191/110	220/127	191/110	184/106
240/120	230/115	252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106
480Y/277	460	504/291	456/263	440/254	508/293	440/254	424/245
<i>Three Wire, Three Phase</i>							
240	230	252	228	220	254	220	212
480	460	504	456	440	508	440	424
600	575	630	570	550	635	550	530

Note: Bold entries show preferred system voltages.

^a The maximum utilization voltage for Range A is 125 V or the equivalent (+4.2%) for other nominal voltages through 600 V.

ANEXO D. NORMA IEEE Std 519-1992.

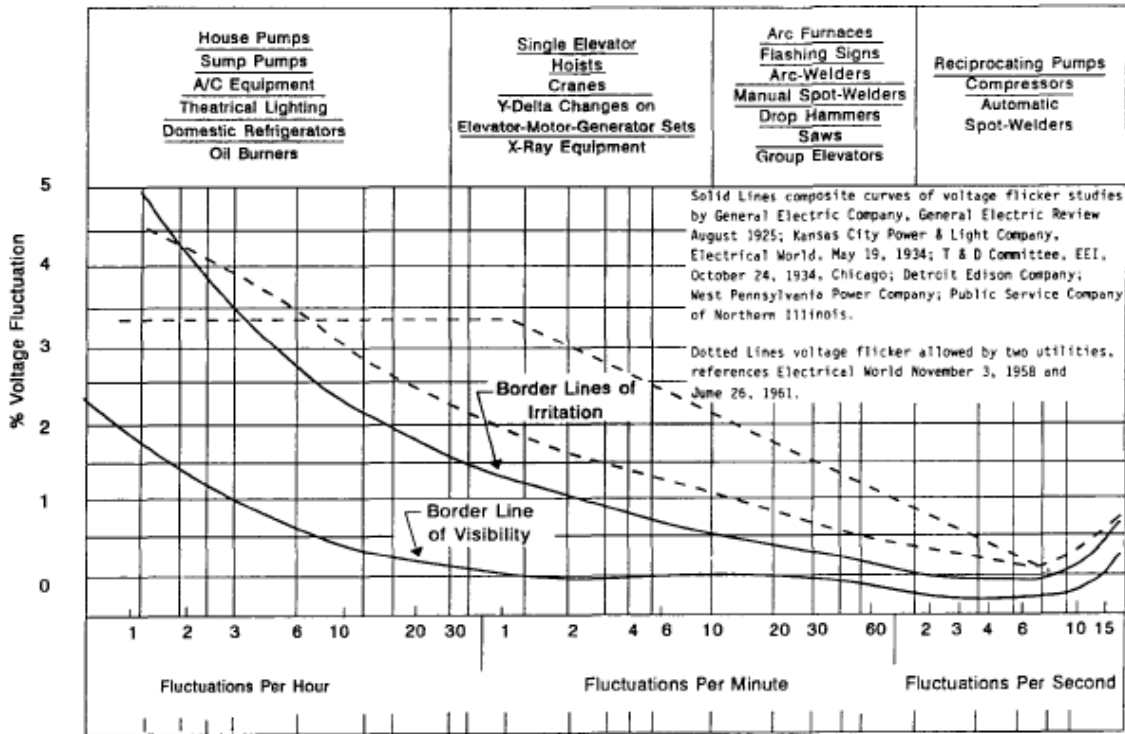


Figura 5. Fluctuaciones de tensión máximas permisibles.

ANEXO E. CUADRO COMPARATIVO PRUEBAS

RESPUESTA A TENSIONES Y FRECUENCIAS ANORMALES			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1	IEEE 929
- IEEE 1547.3 Y - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑOLAS	Demostrará que el RD dejará de energizar el área EPS cuando la tensión o frecuencia exceda los límites	—Para un EUT que debe probarse bajo carga, estas pruebas pueden	Un sistema FV debe sensor las condiciones de la instalación y desconectarla cuando

<p>- NORMA CHILE</p>	<p>especificados. Los sistemas interconectados proveídos con puntos ajustables de campo deberán ser probados a los rangos ajustables mínimos, medios y máximos.</p>	<p>realizarse a un nivel de corriente de salida conveniente al laboratorio de la prueba.</p> <p>La prueba bajo carga será a las dos</p> <ul style="list-style-type: none"> —Su corriente de operación mínima y —A los dos factor de potencia de unidad (p.f.) y el p.f. mínimo de DR. (Adelanto y atraso) como es especificado por el fabricante tan cerca como sea posible al 100% de la corriente de salida nominal plena. —Se realizarán pruebas para el sobre voltaje y para el bajo 	<p>la tensión o la frecuencia sensadas están por fuera de los valores dados en el 4.1 y 4.3 cuando el potencial para un recurso distribuido en una isla exista, o cuando exceda la inyección de corriente. El inversor debe sensar tensiones anormales y responder. Las condiciones de la tabla 2 deben cumplirse, con valores de tensiones eficaces (rms) en el PCC.</p>
-----------------------------	---	---	---

NO APLICA	voltaje. —Se realizarán pruebas para la sobre frecuencia y para la baja frecuencia.	
	NORMA CHILENA	
	Se deben realizar pruebas para respuesta a tensión y frecuencia anormales	

TENSIÓN	
NO APLICA	IEEE 1547.1
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - N. CHILE - N. ESPAÑA	—El voltaje del estado estable de la fuente de área simulada EPS no variará más que $\pm 1\%$ del voltaje nominal —Para la magnitud de voltaje de desconexión de la prueba, la resolución de cambio de voltaje de la fuente de utilidad simulada debe estar dentro de $0.5a$ del voltaje nominal, donde a es la exactitud declarada del fabricante.

FRECUENCIA	
NO APLICA	IEEE 1547.1
- IEEE 1547, 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - N. ESPAÑA - N. CHILE	—Para la magnitud de frecuencia de desconexión de la prueba, la resolución de cambio de frecuencia de la fuente de utilidad simulada estará dentro de $0.5a$ de la frecuencia nominal, donde a es la exactitud declarada del fabricante.

SINCRONIZACIÓN			
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - NORMAS ESPAÑA	<p>INTERCONEXIÓN SINCRONA A UN EPS, O UN EPS LOCAL ENERGIZADO A UN AREA EPS ENERGIZADA:</p> <p>Demostrará que en el momento del cierre del dispositivo en paralelo se cumplen los parámetros de la Tabla 5 y también que si alguno de estos esta fuera de los rangos el dispositivo no se cerrará.</p> <p>INTERCONEXIÓN DE INDUCCION:</p> <p>Determinará la corriente máxima de arranque provocada por la unidad. Con los resultados de la prueba y la impedancia del área se usarán para la localización propuesta, para estimar la tensión de arranque y verificar que la unidad no exceda los requerimientos de</p>	<p>—Método 1 verifica que una función de control de sincronización causará a el dispositivo paralelamente a cerrarse sólo cuando los parámetros de la sincronización importantes estén dentro de los límites aceptables.</p> <p>—Método 2 determina la magnitud de la corriente de inicio de sincronización.</p> <p>El Propósito de las pruebas es demostrar que el EUT quiere estar con precisión y fiablemente sincronizado al área EPS según los requisitos de IEEE</p>	<p>Se deben realizar pruebas para verificar la sincronización.</p>

	sincronización y de distorsión.	Std 1547	
--	---------------------------------	----------	--

PROTECCIÓN DE LA COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA -NORMA CHILE	Realizar la prueba según la IEEE Std C37.90.2 -1995.	El Propósito de estas pruebas es determinar la protección del EUT de la EMI y confirmar que los resultados son conformes a la IEEE Std 1547. Se probarán los equipos de la interconexión del EUT de acuerdo con el IEEE Std C37.90.2.

RENDIMIENTO DE LA RESISTENCIA DE SOBRECARGA

NO APLICA	IEEE 1547.1	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - NORMAS ESPAÑA	El Propósito de esta prueba es verificar el nivel de la protección de la resistencia de sobrecarga especificado por el fabricante del EUT. El EUT se probará para verificar el nivel de la protección de resistencia de sobrecarga como es especificado por el fabricante y de acuerdo con el IEEE Std C62.41.2 y/o el IEEE Std C37.90.1.	Prueba integral de conexión

DISPOSITIVO EN PARALELO

NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA -NORMA CHILE	Se realizará una prueba dieléctrica a través del dispositivo en paralelo al vacío.	La siguiente prueba es para EUT que opera a 1000 V o menos. Esta prueba determina si el dispositivo en paralelo del EUT, mientras a la temperatura de funcionamiento normal, puede resistir la aplicación de un potencial AC rms a un potencial de prueba de 1000 V más 220% el voltaje rms AC nominal para 1 min sin la avería el voltaje rms AC nominal.

ISLA INVOLUNTARIA

NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA	Verificación de campo o una prueba se realizarán para confirmar que se cumplan los lineamientos estipulados sin importar el método seleccionado o el aislamiento identificado.	Prueba de formación fortuita de isla

LIMITACIONES DE LA INYECCIÓN DC

NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -	- El RD será operado en paralelo con una fuente de tensión predominantemente inductiva con una capacidad de corriente de cortocircuito no menor que 20	El Propósito de esta prueba es verificar que un inversor que se conecta al EPS obedece con el límite	Prueba de limitación de la inyección DC.

NORMAS ESPAÑA	<p>veces la capacidad nominal de corriente del RD a la frecuencia fundamental.</p> <p>- La tensión y la frecuencia de la fuente de voltaje deberán corresponder a las nominales del RD.</p>	<p>de inyección DC.</p> <p>Esta prueba se dirige en inversores que conectan al EPS sin el uso de transformadores de aislamiento de salida DC.</p>	
----------------------	---	---	--

ARMÓNICOS		
NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1
<p>- IEEE 1547.3 Y 929</p> <p>- NTC Y RETIE</p> <p>-</p> <p>NORMAS ESPAÑA</p> <p>-NORMA CHILE</p>	<p>-La forma de onda de descarga de tensión producida por el área o por las fuentes de tensión usadas en simulación deberán tener una distorsión armónica total menor a 2.5%</p> <p>- La corriente de carga de prueba será del 33%, 66% y al nivel de cierre del 100% de la corriente de salida nominal.</p> <p>- La distorsión individual y total de armónicos de la corriente de salida será medida para los primeros 40 armónicos.</p> <p>- Los armónicos de tensión no excederán los niveles de la</p>	<p>—Los armónicos de voltaje de la fuente de área simulada del EPS serán menores de 2.5% del total de la distorsión armónica (THD).</p> <p>—Los armónicos de voltaje individuales de la utilidad simulada serán menores de 50% de los límites en la Tabla 3 de IEEE Std 1547.</p> <p>—El Propósito de esta prueba es medir los armónicos de corriente individual y la distorsión total de corriente nominal (TRD) del componente de interconexión de DR o el sistema bajo las condiciones de operación normales.</p>

	<p>tabla 6 y deberán ser medidos línea a línea para sistemas trifásicos trifilares y línea-neutro para trifásicos tetrafilares.</p>	
--	---	--

INSPECCIÓN

NO APLICA	IEEE 1547	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - NORMAS ESPAÑA	- Inspección visual para asegurar los requerimientos de la PT y para confirmar la presencia de aislamiento del dispositivo. - Debe realizarse en un RD instalado y en el equipo del sistema de interconexión antes de la operación inicial en paralelo del RD.	El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora o con la Empresa con Instalaciones de Distribución, en su caso. Para ello, se deberá probar, en intervalos regulares de un año, el correcto funcionamiento de interruptores y protecciones.

FUNCIONABILIDAD DEL CORTE DE ENERGÍA

NO APLICA	IEEE 1547
- IEEE 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE - NORMAS ESPAÑA	Se revisa al operar la interrupción de una carga en un equipo verificando que el equipo corte el servicio en sus terminales de salida y no se reconecte/restaure por el

-NORMA CHILE

tiempo requerido de retardo.

FUNCIONABILIDAD DE LA ISLA INVOLUNTARIA

NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1
<p>- IEEE 1547.3 Y 929</p> <p>- NTC Y RETIE</p> <p>- NORMAS ESPAÑA</p> <p>-NORMA CHILE</p>	<p>- La funcionalidad de potencia inversa o mínima potencia será probada usando técnicas de inyección o ajustando la salida del RD y cargas locales para verificar que estos parámetros se cumplan.</p> <p>- Si el sistema de interconexión no cumple con la característica anterior deberá ser analizado de acuerdo con los procedimientos dados por el fabricante o el operador del sistema.</p>	<p>La IEEE Std 1547 exige a las unidades de DR dejar de dar energía al área EPS durante las condiciones de islas involuntarias. Una de las maneras en que este requisito puede encontrarse es con protección de potencia inversa. La instalación del DR puede contener protección de flujo de potencia inversa o de importación mínima, notadas entre el punto de conexión de DR y el PCC, que desconectarán o aislarán el DR si el flujo de potencia del área EPS al EPS local invierte o se cae debajo de un umbral fijo.</p> <p>Se realizarán pruebas de magnitud y del tiempo de retraso de la protección de potencia inversa.</p>

PRUEBAS PERIÓDICAS DE INTERCONEXIÓN

NO APLICA	IEEE 1547	IEEE 1547.1	NORMA CHILE
<p>- IEEE 1547.3 Y 929</p>	<p>Protecciones y baterías</p>	<p>La prueba de puesta en servicio se dirigirá después de</p>	<p>a) Prueba de potencia</p>

<p>- NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA</p>	<p>deberán ser analizadas periódicamente según la autoridad competente.</p>	<p>que la ICS se instala y está listo para el funcionamiento. La prueba de puesta en servicio se realizará para verificar que el ICS completado e instalado reúne los requisitos de IEEE Std 1547.</p>	<p>inversa o de potencia mínima</p> <p>b) Prueba de funcionamiento de la formación y no formación de isla</p> <p>c) Prueba de funcionamiento de la separación del SD</p> <p>d) Prueba de la instalación compensadora de reactivos.</p> <p>e) Prueba de funcionamiento de operación programada en isla.</p>
---	---	--	--

DISTORSIÓN	
NO APLICA	IEEE 1547.1
- IEEE 1547, 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA -NORMA CHILE	Dado el sitio de dependencia de distorsión, no hay ningún tipo de prueba disponible para determinar si un DR dado encontrará los requisitos de distorsión. Se piensa que el procedimiento de prueba de sincronización proporcionado en 5.4.3 caracteriza el máximo flujo de corriente o del DR bajo una condición de no falla. Pueden usarse los resultados de esa prueba, junto con la información de impedancia de línea local, para determinar si un DR podría presentar una molestia de distorsión. Acciones atenuantes deben tomarse si las medidas muestran que la fluctuaciones de voltaje DR-inducidas excede aquéllos permitidos en IEEE Std 1547.

POTENCIA	
NO APLICA	IEEE 1547.1
- IEEE 1547, 1547.3 Y 929 - NTC Y RETIE -NORMAS ESPAÑA -NORMA CHILE	Procedimientos de prueba requieren que el EUT sea operado a diferentes niveles de potencia discreta (por ejemplo, 33%, 66%, y 100% de potencia nominal).

SISTEMAS DE MEDIDA			
NO APLICA	IEEE 1547.1	REAL DECRETO	NORMA CHILE
- IEEE 1547.3 Y	Cada medida tendrá una	Cuando existan consumos eléctricos en	Los medidores destinados a facturación,

<p>929 - NTC Y RETIE</p>	<p>incertidumbre de no más de 0.5 veces la exactitud del EUT. Los equipos de medida serán capaces de confirmar la actuación declarada del fabricante.</p>	<p>el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica, éstos se situarán en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de dicha instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.</p> <p>El contador de salida tendrá capacidad de medir en ambos sentidos, y, en su defecto, se conectará entre el contador de salida y el interruptor general un contador de entrada. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora</p>	<p>y los aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados en el punto de conexión. Para el caso de autoprodutores, se deberán realizar mediciones tanto de las inyecciones como de los consumos del autoprodutor.</p>
--	---	--	--

		<p>será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores no será necesario contrato de suministro para la instalación fotovoltaica.</p> <p>Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50 por 100 de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo</p>	
REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO			
<p>Quando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la red de distribución pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la red de distribución</p>			

pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.

En las instalaciones generadoras con generadores asíncronos se dispondrá siempre un contador que registre la energía reactiva absorbida por éste.

ANEXO F. GLOSARIO Y SIGLAS

ANTI – ISLA

Prácticamente para prevenir la continua existencia de una isla.

ÁREA EPS

Un EPS que da servicio local a EPS's.

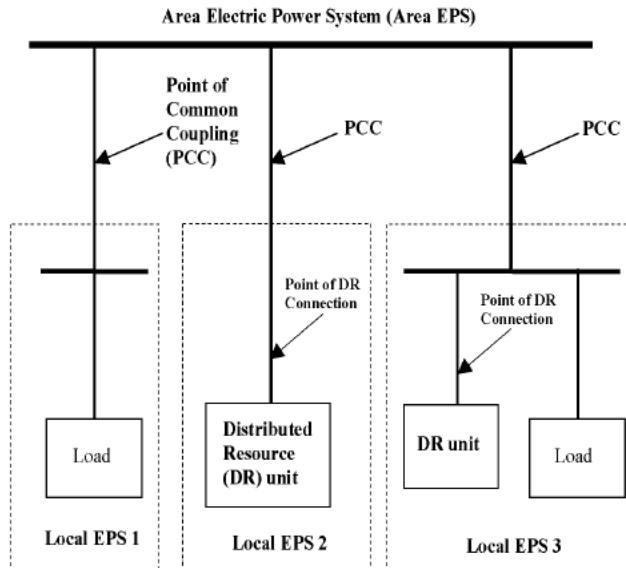


Figura 6. Relación entre los términos de interconexión.

DISEÑO DEL TEST

Test de uno o más aparatos hechos con un cierto diseño para mostrar que el diseño cumple ciertas especificaciones.

DISTORSIÓN TOTAL DE DEMANDA (TDD)

La distorsión total de armónicos de corriente en porcentaje de la máxima corriente de demanda.

EPS LOCAL

Un EPS contenido enteramente entre un solo lugar o un grupo de lugares.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Generación eléctrica con facilidad de conectarse a un área EPS a través de un PCC.

INTERCONEXIÓN

El resultado del proceso de adicionar una unidad de recursos distribuidos en un área EPS.



Figura 7. Esquema de la interconexión

INVERSOR

Equipo que convierte corriente directa (c.d.) a corriente alterna (c.a.). Cualquier convertidor estático de potencia (SPC) con control, protección, y funciones de filtrado usado para interconectar una fuente de potencia eléctrica con el sistema eléctrico.

INVERSOR ANTI-ISLA

Es un inversor que dejará de energizar la línea eléctrica en 10 ciclos o menos cuando esta sujeto a islas típicas de carga si lo siguiente se cumple:

Hay por lo menos un 50% de desajuste en carga de potencia activa a la salida del inversor (esto es, la carga de potencia activa es menor al 50% o mayor del 150% de la potencia de salida del inversor).

El factor de potencia del inversor es menor a 0.95 (atraso o adelanto).

Si el ajuste de generación de potencia activa a la carga esta entre el 50% y el factor de potencia es mayor a 0.95, un inversor anti-isla desconectará la línea de conexión en 2 segundos siempre que la línea conectada tenga un factor de calidad de 2.5 o menos.

ISLA

Una condición en la cual una porción de un área eléctrica de un sistema de potencia esta energizada solamente por una o mas sistemas locales de potencia a través de PCC asociados mientras esa porción del área eléctrica del sistema de potencia esta eléctricamente separada del resto del área eléctrica del sistema de potencia.

ISLA INTENCIONAL

Isla planeada.

ISLA INVOLUNTARIA

Isla no planeada.

MONITOREO

Es una función operacional usada para una observación local o remota del estado o cambios de estado.

OPERADOR DE ÁREA DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICA (OPERADOR DE ÁREA EPS)

La entidad responsable para diseñar, construir, operar y hacer mantenimiento del área EPS.

PARPADEO

Variaciones de tensión que a través de la cadena "fuente de luz – ojo – cerebro", originan la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad.

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, de acuerdo al concepto previsto en el Reglamento.

PROFUNDIDAD DE DESCARGA

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa en porcentaje.

PUNTO COMÚN DE CONEXIÓN (PCC)

El punto donde un EPS local es conectado a un área EPS.

PUNTO DE CONEXIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS

El punto donde una unidad RD es eléctricamente conectada en un EPS.

PUNTO DE REPERCUSIÓN

Punto del SD, más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes. Es el punto de referencia para juzgar las repercusiones sobre el SD del PMGD. La distancia desde el PMGD al punto de repercusión se medirá a través de las líneas eléctricas.

RECONECTADOR

Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de recierre automático ajustable, monitoreo y operación vía telecomando.

RECURSOS DISTRIBUIDOS

Fuentes de potencia eléctrica que no están directamente conectadas a un sistema de transmisión voluminoso. Los recursos distribuidos incluyen ambas tecnologías: generación y almacenamiento de energía.

Comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso o planta industrial (aunque no es absolutamente necesario que pertenezca a este ámbito), para que, con esta información, sea posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso.

REGULADOR

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas, el regulador podrá proporcionar datos del estado de carga.

RELACIÓN CORTOCIRCUITO

Es el cociente entre la potencia aparente de cortocircuito de la red en el punto de repercusión (S_{kV}) y la potencia aparente máxima de un PMGD ($S_{PMGDm\acute{a}x}$), empleada para una verificación aproximada de la factibilidad de incurrir en obras adicionales para permitir la conexión de un PMGD, que se expresa en la siguiente fórmula:

$$k_{kl} = \frac{S_{kV}}{S_{PMGDm\acute{a}x}}$$

SCADA

Es una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos...) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos...).

TENSIÓN DE SUMINISTRO (V_c)

Es el valor efectivo de la tensión en el punto de conexión, medido en un instante determinado y por un período de tiempo determinado, y a la cual se aplican las tolerancias establecidas en la normativa vigente.

TENSIÓN NOMINAL (V_n)

Es la tensión entre fases mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o un PMGD.

SIGLAS

Área EPS: Área eléctrica del sistema de potencia.

EMI: Interferencia electromagnética.

EPS: Sistema eléctrico de potencia.

EPS Local: Sistema eléctrico de potencia local.

FV: Fotovoltaico.

GD: Generación distribuida.

I: Corriente.

I_L : Corriente de la carga.

I_{sc} : Corriente de corto circuito.

NT: Norma técnica.

PCC: Punto común de conexión.

PMGD: Pequeño(s) Medio(s) de Generación Distribuido(s).

RD: Recursos distribuidos.

SD: Sistema de Distribución

SELV DC: Salida eléctrica segura de DC en baja tensión.

TDD: Distorsión total de demanda.