INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 11
2. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 13
2.1. PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN ALGUNOS SISTEMAS ELÉCTRICOS 13
2.2. ENERGÍA SOLAR COMO RECURSO PRIMARIO – IRRADIACIÓN 14
2.2.1. Mapas de Radiación Solar, Continentes y europa 16
2.2.2. Caso Américas 18
2.2.3. Situación Colombia 20
2.2.4. Variabilidad 22
2.3. EFECTO FOTOVOLTAICO, CELDAS SOLARES Y TECNOLOGÍAS 23
2.3.1. SEMICONDUCTORES 23
2.3.2. Efecto Fotovoltaico 24
2.3.3. Celdas Solares, Paneles 25
2.3.4. Tecnología 25
2.4. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 27
2.4.1. CONFIGURACIÓN GENERAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO 27
2.4.2. CONFIGURACIÓN GENERAL DEL INVERSOR 28
2.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 29
2.5.1. Silicio Cristalino 29
2.5.2. Películas delgadas – THIN FILM – de Si/ CdTe/CI(G)S/GaAs 30
2.5.3. Celda solar Graetzel 31
2.5.4. Concentrator PV (CPV) 31
2.5.5. Organic Photovoltaics (OPV) 32
2.6. INVERSORES 32
2.7. CONTROLADOR DE CARGA 34
2.8. BATERÍAS 34
2.8.1. Funciones 34
2.8.2. Clase de baterías 34
2.8.3. Características 35

2.8.4. Tipo de baterías 35

3. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 36

3.1. NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 38

3.1.1. IEEE 1547-2003 38

3.1.2. IEEE 929-2000 46

3.1.3. IEC 61727: 2004 51

3.2. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ALEMANIA 54

3.2.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN CONVENCIONAL 55

3.2.2. REQUISITOS APLICABLES A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE ALTA TENSIÓN 61

3.2.3. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN MEDIA TENSIÓN .. 65

3.2.4. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN BAJA TENSIÓN 71

3.2.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ALEMANIA 75

3.3. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DEL SISTEMA ESPAÑOL 76

3.3.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN 76

3.3.2. CONTROL DE FRECUENCIA 78

3.3.3. CONTROL DE TENSIÓN 81

3.3.4. CALIDAD DE LA POTENCIA 81

3.3.5. PROTECCIONES 82

3.3.6. REQUISITOS ESPECIALES 82

3.3.7. SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL 83

3.3.8. REQUISITOS PARA PLANTAS MENORES 83

3.3.9. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DEL SISTEMA ESPAÑOL 87

3.4. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE FRANCIA 87

3.4.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN 88

3.4.2. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 89

3.4.3. CONTROL DE TENSIÓN 90

3.4.4. CONEXIÓN A LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN 90

3.4.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE FRANCIA 93

3.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ITALIA 93

3.5.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN 93
3.5.2. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN FUNCIÓN DE LA FRECUENCIA 93
3.5.3. CONTROL DE LA TENSIÓN 94
3.5.4. PROTECCIONES 97
3.5.5. MEDICIÓN 100
3.5.6. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ITALIA 100
3.6. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ESTADOS UNIDOS 101
3.6.1. ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESTADOS UNIDOS 101
3.6.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN 105
3.6.3. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA 106
3.6.4. CONTROL DE TENSIÓN 110
3.6.5. PROTECCIONES 113
3.6.6. SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL 113
3.6.7. REQUISITOS PARA PLANTAS MENORES 113
3.6.8. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ESTADOS UNIDOS 116
3.7. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE MÉXICO 117
3.7.1. ESTUDIOS DE CONEXIÓN 117
3.7.2. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE ALTA TENSIÓN 118
3.7.3. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE MEDIA TENSIÓN 121
3.7.4. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE BAJA TENSIÓN, MENOR O IGUAL A 1 KV 123
3.8. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ARGENTINA 124
3.8.1. REQUISITOS PARA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 125
3.8.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED ELÉCTRICA EN ARGENTINA 125
3.8.3. Procedimientos especificados por UN operador de red PROVINCIAL 126
3.8.4. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ARGENTINA 129
4. REGULACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN 129
4.1. REQUISITOS GENERALES DEL CÓDIGO DE PLANEAMIENTO 129
4.1.1. CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD 129

4.1.2. INFORMACIÓN ESTÁNDAR DE PLANEAMIENTO 130
4.1.3. INFORMACIÓN DETALLADA DE PLANEAMIENTO 131
4.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN 133
4.2.1. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES PARA LA CONEXIÓN, NUMERAL 7 134
4.2.2. REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES AL STN, NUMERAL 8 135
4.2.3. OTROS REQUISITOS DETALLADOS EN LOS ANEXOS DEL CÓDIGO DE CONEXIÓN ... 137
4.3. REQUISITOS DEL CÓDIGO DE OPERACIÓN 138
4.3.1. REQUISITOS GENERALES DE LA OPERACIÓN ELÉCTRICA 139
4.3.2. CONTROL DE LA FRECUENCIA CON DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA 140
4.3.3. REQUISITOS DE LOS RELÉS DE FRECUENCIA PARA LOS GENERADORES DEL SIN (NUMERAL 2.2.5) 141
4.3.4. REQUISITOS PARA COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL SIN. 141
4.3.5. REQUISITOS PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA 142
4.3.6. REQUISITOS PARA EL CONTROL DE TENSIÓN 142
4.3.7. DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 142
4.3.8. RANGOS DE OPERACIÓN DEL SIN EN FRECUENCIA Y TENSIÓN 143
5. RECOMENDACIONES TÉCNICAS ADICIONALES Y PROPUESTAS REGULATORIAS 144
5.1. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE PEQUEÑA, MEDIANA Y GRAN ESCALA 146
5.1.1. RANGOS DE FRECUENCIA 146
5.1.2. CALIDAD 146
5.1.3. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA INCORPORACION DE LA GENERACIÓN SOLAR 148
5.2. REQUISITOS TÉNICOS GENERALES DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN PARA LA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA P ≤ 1MW Y MEDIANA A ESCALA 1 MW< P ≤ 10 MW 151
5.2.1. DETECCIÓN Y PROTECCIÓN DE OPERACIÓN EN ISLA 152
5.3. REQUISITOS TÉNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN especificos PARA LA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA P ≤ 1MW 152
5.3.1. Control de voltaje/potencia reactiva 152
5.4. REQUISITOS TÉNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN ESPECIFICOS PARA LA GENERACIÓN A MEDIANA ESCALA 1 MW< P ≤ 10 MW 153
5.4.1. CONTROL DE VOLTAJE/potencia reactiva 153

5.5. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN ESPECIFICOS PARA LA GENERACIÓN A GRAN ESCALA P ≥ 10MW 153

5.5.1. CONTROL DE FRECUENCIA/ REGULACIÓN PRIMARIA 153

5.5.2. CONTROL DE frecuencia/POTENCIA ACTIVA-plantas solares a gran escala P ≥ 10MW 154

5.5.3. CONTROL DE VOLTAJE/POTENCIA REACTIVA 155

5.5.4. PROTECCIONES 155

5.6. MODIFICACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998 Y A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 157

5.7. PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS APLICABLES CONCEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO .. 158

5.8. RESUMEN RECOMENDACIONES REGULATORIAS 159

5.8.1. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 025 de 1995 159

6. SIMULACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SIN 165

6.1. CONSIDERACIONES GENERALES, MODELOS DE SIMULACIÓN Y CONDICIONES OPERATIVAS RELEVANTES 165

6.1.1. SERVICIOS ESENCIALES DE LOS GENERADORES 165

6.1.2. MODELOS DE SIMULACIÓN 166

6.1.3. CONSIDERACIONES SOBRE ESCENARIOS DE GENERACIÓN, RED Y DEMANDA 166

6.1.4. CONDICIONES DE SIMULACIÓN 167

6.2. DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE DESBALANCES GENERACIÓN-DEMANDA POR EVENTOS DE GENERACIÓN 168

6.3. DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE CONDICIONES DE SOBREFRECUENCIA POR PÉRDIDA DE CARGA 170

6.4. CONTROL DE LA TENSIÓN EN LA FRANJA OPERATIVA ANTE VARIACIONES POR PÉRDIDA DE CARGA 173

6.5. APORTE DE REACTIVOS Y SOPORTABILIDAD DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE CAÍDAS APRECIABLES DE TENSIÓN 174

7. COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES 178

7.1. Rangos de operación de frecuencia 178

7.2. Control potencia activa/frecuencia 181

7.3. Control de Potencia Reactiva/Tensión 186

7.4. Tensión de operación en falla FRT 193

7.5. Protecciones 197

7.6. Medición 204
7.7. Calidad 206
7.7.1. Huecos de Tensión 206
7.7.2. Armónicos 208
8. CONCLUSIONES 212
9. Bibliografía 215

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad solar instalada por país 13
Figura 2. Participación de la generación solar en cada país 14
Figura 3. Irradiación Global en los Continentes (Solargis, 2017) 16
Figura 4. Irradiación Global en los Países Europeos (Solargis, 2017) 17
Figura 5. Irradiación Global Horizontal en los Países de Norteamérica (Solargis, 2017) 18
Figura 6. Irradiación Global Horizontal en Países de Suramérica y el Caribe (Solargis, 2017). 19
Figura 7. Irradiación Global Horizontal en Colombia (Solargis, 2017). 20
Figura 8. Irradiación Global Horizontal en Colombia Media Diaria (IDEAM) 21
Figura 9. Promedios Horario y Diario de Radiación Solar y caracterización de un año en un sitio de medición (IDEAM) 22
Figura 10. Variabilidad de la radiación solar por efectos atmosféricos (Cleanpower, 2012) 23
Figura 11. Sección de la Tabla Periódica, Materiales Semiconductores Grupo IV y Combinaciones (Photovoltaic Education, 2017) 24
Figura 12. Ilustración de un generador fotovoltaico conectado a la red (YUBA, 2015) 27
Figura 13. Configuración general del Generador Fotovoltaico (Ormeachea Ballesteros, 2012) 28
Figura 14. Ilustración del esquema eléctrico de un inversor (Ormeachea Ballesteros, 2012) 29
Figura 15. Rangos A Limites de tensión ANSI C84.1-1995 39
Figura 16. Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución lenta. (VDEW, 2007) 57
Figura 17. Requerimientos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución rápida sin actuación del EDAC (VDEW, 2007) 58
Figura 18. Rangos operativos de frecuencia y tensión del Sistema Eléctrico Alemán (VDEW, 2007) 58
Figura 19. Alternativas de Control de Tensión según condiciones de la red (VDEW, 2007) 60
Figura 20. Control de Potencia Activa en fotovoltaicas ante sobrefrecuencias (VDEW, 2007) 62
Figura 21. Tensión de operación en falla para generación fotovoltaica (VDEW, 2007) 64
Figura 22. Principios del Control Suplementario de Tensión frente a desviaciones de la tensión por fuera del rango operativo de ± 10% (VDEW, 2007) 65

Figura 23. Control de Potencia Activa en fotovoltaicas ante Sobrefrecuencias, red de media tensión (DBEW, 2008) 67
Figura 24. Característica de Factor de potencia variable con relación a la potencia activa generada P (DBEW, 2008) 68
Figura 25. Tensión de operación en falla para generación fotovoltaica en media tensión (DBEW, 2008) 69
Figura 26. Control de la potencia activa en sobrefrecuencia (VDE-AR-N, 2008) 72
Figura 27. Curva característica de capacidad para sistemas entre 3.68 kVA y 13.8 kVA (VDE-AR-N, 2008) 73
Figura 28. Curva característica de capacidad para sistemas mayores de 13.8 kVA (VDE-AR-N, 2008) 74
Figura 29.Curva característica cos ϕ vs P (VDE-AR-N, 2008)..... 74
Figura 30. Tensión de operación en falla (Legifrance (a), 2008) 92
Figura 31. Ajuste de la potencia activa suministrada a la red como una función de la frecuencia (Autorità per l'energia elettrica, 2015) 94
Figura 32. Capacidad de generación de potencia reactiva para el control de tensión (Autorità per l'energia elettrica, 2015) 95
Figura 33. Curva característica Q = f (V) (Autorità per l'energia elettrica, 2015) 96
Figura 34. Tensión de operación en falla para plantas solares (Autorità per l'energia elettrica, 2015) 97
Figura 35. Protecciones eléctricas típicas del transformador de conexión MV / HV, de la red y de la planta de energía solar (Autorità per l'energia elettrica, 2015). 99
Figura 36. Mapa de las cuatro Redes Eléctricas Interconectadas de Norteamérica (U.S. Department of Energy, 2015) 102
Figura 37. Topología de una Planta Fotovoltaica y su correspondiente Equivalente de Máquina (Laboratories, 2012) 106
Figura 38. Curva característica de Control de Potencia Activa generada en función de la frecuencia de la red (NREL, 2017) 107
Figura 39. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de las cuatro redes interconectadas del sistema de transmisión (NERC, 2015). 108
Figura 40. Curva de Tensión de operación en falla (NERC, 2015). 112
Figura 41. Tensiones Nominales Norma ANSI y rangos de operación para los sistemas de baja tensión. ANSI C84.1-1995..... 115
Figura 42. Tensión de operación en falla dela generación (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 120
Figura 43. Esquema para la conexión de generación en pequeña escala..... 124
Figura 44. Ajustes de protecciones en Baja Tensión (Empresa Provincial, 2013)..... 128
Figura 45. Esquemas de Control de Frecuencia del SIN y Rangos de Operación (IEB) 143
Figura 46. Rango de Tensión Operativa y Soportabilidad en Falla (IEB) 144
Figura 47. Punto de conexión del generador fotovoltaico para la simulación (IEB) 167
Figura 48. Respuesta de la frecuencia ante eventos de generación en Porce III y ante disparo de la generación fotovoltaica (IEB) 169

Figura 49. Respuesta de la frecuencia ante eventos de generación en TEBSA y ante disparo de la generación fotovoltaica (IEB) 170
Figura 50. Desempeño de la generación fotovoltaica ante condiciones de sobrefrecuencia (IEB) 171
Figura 51. Operación de la función rampa de disminución de la potencia generada por sobrefrecuencia (IEB) 172
Figura 52. Impacto del Control de sobrefrecuencia de la generación fotovoltaica (IEB) 173
Figura 53. Control de la tensión en la franja operativa ante variaciones por pérdida de carga (IEB) 174
Figura 54. Soportabilidad de Tensión de la generación fotovoltaica ante fallas en la red (IEB)..... 175
Figura 55. Impacto de fallas en la red sobre la potencia activa de la generación fotovoltaica (IEB) 176
Figura 56. Aporte de potencia reactiva de la generación fotovoltaica ante caída apreciable de tensión en la red (IEB) 176
Figura 57. Soportabilidad de Tensión de la generación fotovoltaica ante falla en el punto de conexión (IEB) 177
Figura 58. Aporte de Potencia Reactiva ante falla en el punto de conexión (IEB)..... 178

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tiempo de despeje del Recurso Distribuido al variar la tensión según IEEE. 41
Tabla 2. Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales..... 41
Tabla 3 Secuencia para conducir la prueba de diseño 43
Tabla 4 Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión 43
Tabla 5 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente 45
Tabla 6. Funciones de relé..... 46
Tabla 7 Límites de distorsión recomendados en IEEE std 519-1992 para convertidores de 6 pulsos 48
Tabla 8 Límites de distorsión recomendados en IEEE std 519-1992 para convertidores de 6 pulsos 49
Tabla 9 Límites de distorsión de corriente IEC 61727 52
Tabla 10 Respuesta a voltajes anormales IEC 61727 53
Tabla 11. Ajustes básicos recomendados en la Guía para el equipo de protección en el punto de conexión 70
Tabla 12. Ajustes recomendados para equipos de protección en la unidad generadora cuando la planta está conectada a la barra colectora de una subestación de transformación 70
Tabla 13. Ajustes recomendados para las Funciones de Protección (VDE-AR-N, 2008)..... 75
Tabla 14. Límites de tensión en el Sistema Eléctrico Español, Criterio N-1 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)..... 77
Tabla 15. Límites de tensión en el Sistema Eléctrico Español ante pérdida de líneas doble circuito (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)..... 77

Tabla 16. Rangos de operación en frecuencia y Tiempos de funcionamiento (Ministerio de Industria, 2016) 81
Tabla 17. Umbrales de protección por tensión y frecuencia con tiempos de actuación (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014) 84
Tabla 18. Nivel de Tensión de la Conexión según la Capacidad del Proyecto (Ministère de l'Economie et des Finances, 2000) 88
Tabla 19. Límites Operativos para la Tensión (Ministère de l'Economie et des Finances, 2000) 89
Tabla 20. Tensión de referencia según la potencia máxima (Legifrance (a), 2008) 90
Tabla 21. Rangos de operación en frecuencia para la generación (Legifrance (a), 2008) 90
Tabla 22. Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Oriental con Temporizaciones (NERC, 2015) 108
Tabla 23. Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Occidental con Temporizaciones (NERC, 2015) 108
Tabla 24. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión de Quebec con Temporizaciones (NERC, 2015) 109
Tabla 25. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión ERCOT con Temporizaciones (NERC, 2015) 109
Tabla 26. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia del Sistema Occidental (WECC, 2005) 110
Tabla 27. Ajustes de la Curva de Tensión de operación en falla (NERC, 2015) 111
Tabla 28. Criterios de capacidad y tensión para "proceso acelerado" de conexión de generadores con inversores ≤ 5 MW (Federal Energy Regulatory Commission, 2013) 114
Tabla 29. Respuesta de plantas menores en baja tensión a frecuencias anormales (Federal Energy Regulatory Commission, 2013) 114
Tabla 30. Soportabilidad de plantas menores a tensiones anormales (Federal Energy Regulatory Commission, 2013) 115
Tabla 31. Estudios de Conexión (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 118
Tabla 32. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 118
Tabla 33. Tipos de falla y tiempos máximos de duración de la falla (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 119
Tabla 34. Capacidad de generación por nivel de tensión para redes de media tensión (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 121
Tabla 35. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 122
Tabla 36. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012) 123
Tabla 37. Rangos de operación en frecuencia 146
Tabla 38 Límites para la Distorsión Armónica 147
Tabla 39 Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3 147
Tabla 40 Límites de distorsión armónica individual y TDD para el Nivel de Tensión 4 147
Tabla 41 Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN 147

Tabla 42. Control frecuencia 154
Tabla 43. Resumen requisitos Numeral 8 Código de Conexión 155
Tabla 44. Numerales a modificar Resolución CREG 070 de 1998 157
Tabla 45. Numerales a modificar Resolución CREG 025 de 1995 157
Tabla 46. Acuerdos CNO aplicables a la generación 158
Tabla 47. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 025 de 1995..... 160
Tabla 48. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 025 de 1995..... 163
Tabla 49. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 070 de 1998..... 164
Tabla 50. Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico y de los módulos solares (IEB)..... 168

1. INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encuentra realizando los análisis técnicos y económicos para la conexión de alrededor de 700 MW de generación solar fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional – SIN, en su mayoría en el área Caribe, y de manera distribuida en diferentes niveles de tensión. En relación con la conexión de generación convencional, la regulación vigente mantiene un conjunto de requisitos y es necesario establecer si aplican también para la generación solar fotovoltaica como requisitos mínimos para la incorporación de esta fuente de generación o si es necesario incorporar otras condiciones (UPME, 2017).

Por lo tanto, es necesario realizar un análisis de las características técnicas de la generación solar fotovoltaica y, de manera articulada y clara, establecer los requisitos técnicos y las disposiciones regulatorias adicionales exigibles en el punto de conexión para la incorporación de este recurso, que por ahora no están contenidas ni ha sido consideradas en el código de conexión vigente que aplica a otras fuentes de generación.

Con base en lo expuesto, la UPME ha solicitado el apoyo de Ingeniería Especializada IEB para realizar el análisis descrito que tiene como objetivo fundamental *"Realizar las recomendaciones técnicas para la incorporación del recurso solar en diferentes escalas al Sistema Interconectado Nacional, identificando las modificaciones regulatorias necesarias a realizar al Código de Redes, Código de Distribución y Código de Conexión, lo anterior para garantizar los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento."*

Para el desarrollo del trabajo se establecen como objetivos específicos:

- Analizar el panorama internacional en relación con los requisitos técnicos aplicados en los sistemas eléctricos de otros países para la incorporación de generación solar fotovoltaica a gran escala, considerando las experiencias de Alemania, España, Italia, Francia, Japón, Estados Unidos, México, Chile y Argentina.
- *"Establecer detalladamente los requisitos técnicos que deben cumplir las plantas de generación solar en el punto de conexión; para asegurar una adecuada integración de ésta generación a la red, garantizando las mejores condiciones e impactar en menor medida la operación del sistema, de acuerdo con los principio de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en la regulación vigente."*
- *"Realizar las recomendaciones técnicas a considerar en la regulación vigente para el caso de Colombia, teniendo en cuenta las características del sistema eléctrico y las tecnologías de los generadores solares disponibles en el mercado. Indicar los códigos que se requieren modificar para la incorporación, conexión y operación de generadores solares en el SIN, de modo que garanticen los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el esquema regulatorio colombiano."*

Adicionalmente, se considera conveniente "*realizar un análisis comparativo de los requisitos mínimos exigidos en los códigos de redes para la conexión de parques de generación solares en los sistemas eléctricos de los países referenciados, identificando a qué se deben las diferencias técnicas entre los distintos códigos de redes analizados.*"

Al establecer los requisitos técnicos aplicables en Colombia para la incorporación, conexión y operación de la generación solar fotovoltaica en el SIN, se deben tener en cuenta las características propias del sistema eléctrico colombiano, de modo que se garanticen los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el código de planeamiento. De manera específica se deben considerar, entre otros, los siguientes aspectos:

- ***Tolerancias:*** *Condiciones eléctricas que deben soportar los equipos de generación solar fotovoltaica frente a variaciones en la red, de modo que los parques de generación solar continúen operando en los diferentes escenarios operativos.*
- ***Control de potencia reactiva:*** *Requerimientos para que los generadores solares puedan contribuir al control de tensión en la red.*
- ***Control de potencia activa y respuesta en frecuencia.***
- ***Todos los aspectos relacionados con protecciones.***
- ***Calidad de la potencia.***

En cumplimiento de lo solicitado por la UPME, en este documento se desarrollan los siguientes contenidos: En el Capítulo 2 se presentan las características de la Generación Solar Fotovoltaica, el Capítulo 3 recopila la regulación del Sistema Interconectado Nacional para la conexión de generación convencional incluyendo requisitos del Código de Planeamiento, requisitos detallados del Código de Conexión y requerimientos del Código de Operación, estableciendo una referencia para el análisis; el Capítulo 4 integra las Señales de Referenciamiento Internacional para la conexión de la generación solar fotovoltaica con énfasis en los "Requisitos de Conexión" exigidos en los países de referencia, consolidados como la "Práctica Internacional", y se comparan con los requisitos existentes en la Regulación Colombiana aplicada a la generación convencional; los aspectos relacionados con protecciones se integran en los Capítulos 3 y 4. En el Capítulo 5 se agrupan las características de la generación solar fotovoltaica con los requisitos operativos, mediante la simulación de condiciones operativas esperadas; mientras que el Capítulo 6 engloba las Recomendaciones Técnicas adicionales y expone las Propuestas de Modificación Regulatoria identificadas. Finalmente, el Capítulo 7 ofrece un conjunto de conclusiones fundamentadas en el desarrollo del trabajo y el Capítulo 8 reúne la Bibliografía que soporta los conceptos integrados.

2. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN ALGUNOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

La capacidad de generación instalada solar fotovoltaica, según lo revisado en el panorama internacional, tiene una participación importante en los países de China, Alemania, EE.UU, Japón, como se muestra en la siguiente figura.

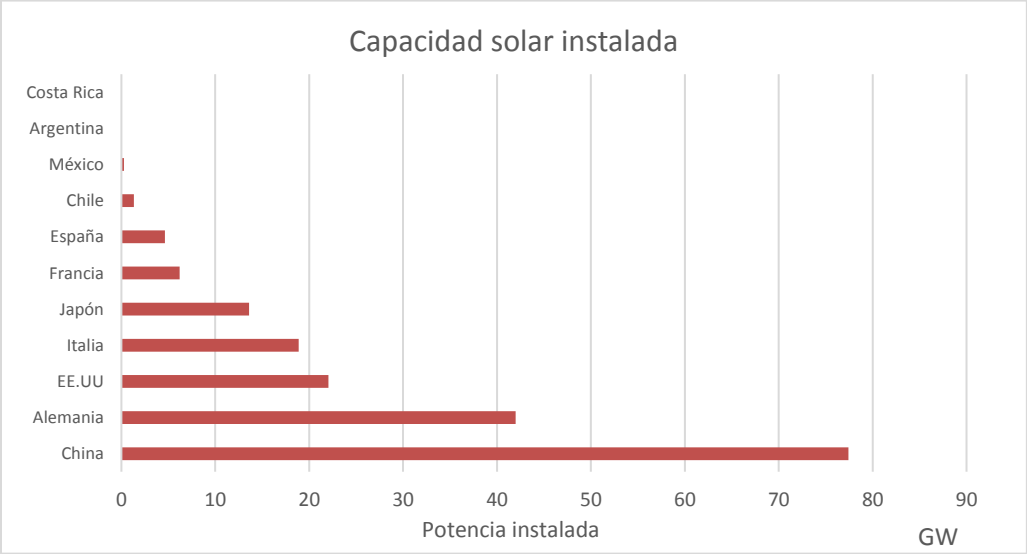


Figura 1. Capacidad solar instalada por país

Se observa que, a pesar de que China tiene una capacidad de generación Solar importante con respecto a los otros países, la capacidad solar, con respecto a su propia capacidad de generación instalada total, es de tan solo el 5% (ver Figura 2). Alemania, por su parte, tiene una participación solar, con respecto a los otros países, significativa y, a su vez, con respecto a su capacidad total instalada, siendo la capacidad solar instalada cercana al 26%; situación similar ocurre con Italia que presenta una participación del 20% con respecto a la capacidad instalada total.

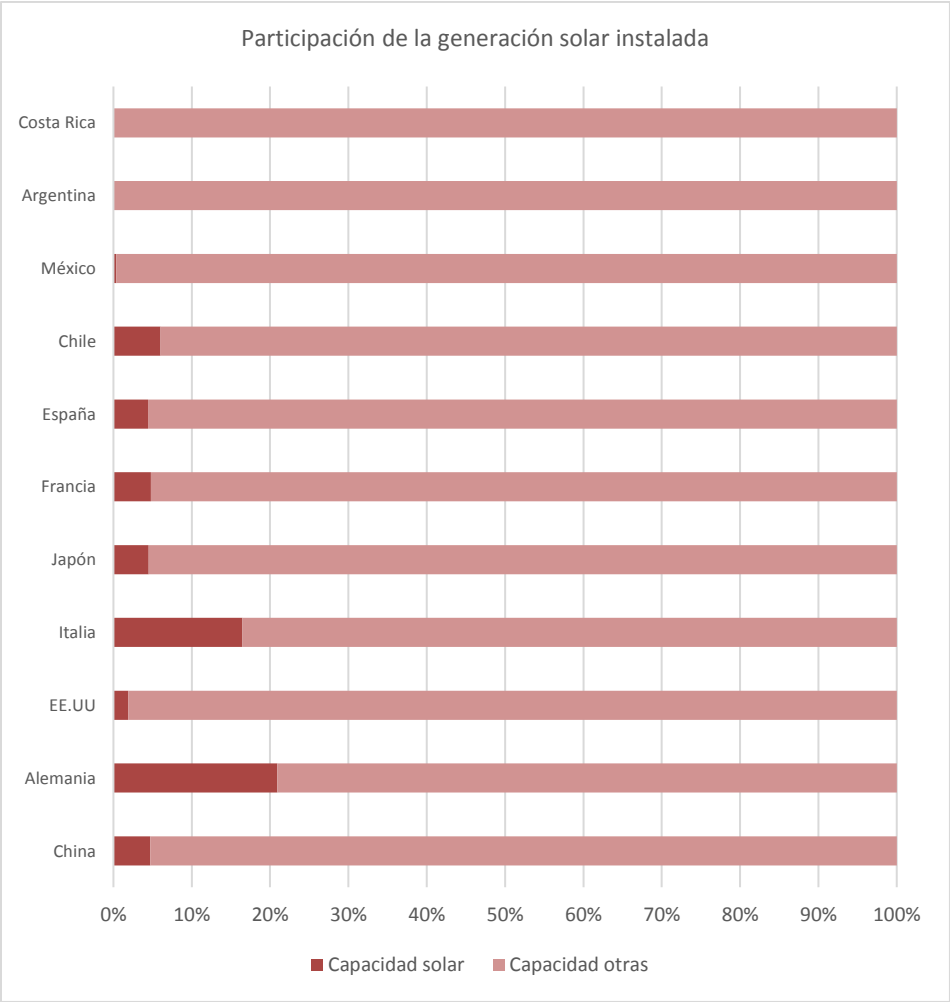


Figura 2. Participación de la generación solar en cada país

2.2. ENERGÍA SOLAR COMO RECURSO PRIMARIO – IRRADIACIÓN

La radiación solar incidente global sobre una superficie horizontal se mide en forma directa mediante radiómetros en un ángulo de 180 grados, y su resultado se denomina Irradiación Global Horizontal. El flujo de energía radiante instantáneo corresponde a la tasa de transferencia de energía por la radiación solar (F = dQ/dt) y se expresa en Julios/s o en vatios. Al considerar el flujo radiante por unidad de área se determina la densidad de flujo radiante conocido como "irradiancia", y se mide en valores de potencia por unidad de área (W/m^2). El flujo radiante integrado en el tiempo, minuto, hora, día, se denomina exposición radiante, más conocida como irradiación, y determina la cantidad de radiación solar en términos de energía por unidad de área, medida en kWh/m^2 o MJ/m^2 (IDEAM).

La posición relativa de la tierra con respecto al sol y las condiciones geográficas de cada lugar, la latitud y la altitud sobre el nivel del mar y los fenómenos atmosféricos determinan la cantidad de

radiación solar: las zonas ecuatoriales reciben más irradiación que lugares de altas latitudes y los polos, y en verano llega más radiación solar que en invierno.

Por su variabilidad sobre la superficie terrestre, la irradiación como recurso primario para generación solar presenta alta incertidumbre tanto en las etapas de planeación como en las condiciones operativas. Por lo tanto, es un requerimiento fundamental contar con registros históricos confiables de series de tiempo de radiación solar y otras variables meteorológicas relacionadas, entre ellas la temperatura ambiente, del sitio de desarrollo de generación.

Varias instituciones del orden internacional cuentan con redes de medición con cubrimiento global y han registrado durante años la radiación solar. Entre ellas, SolarGis ha logrado construir un archivo histórico disponible para áreas geográficas con latitudes desde 60º N hasta 45º S, con alta resolución espacial y temporal, 250 m x 250 m e intervalos de hasta 10, 15 y 30 minutos para caracterizar tanto condiciones climatológicas normales como extremas, tormentas y nubosidad, y mejorar las predicciones de energía para la generación solar (SolarGis, 2017).

Para estimar a grandes rasgos, la disponibilidad promedio de recurso solar en los países de referencia internacional que los impulsa a incorporar generación solar en sus sistemas eléctricos, y tomados de SolarGis, se muestran en la Figura 3 la Irradiación Global Horizontal a nivel mundial, en la Figura 4 la Irradiación Solar en el continente Europeo, en la Figura 5 la Irradiación Global Horizontal en los Países de Norteamérica, en la Figura 6 lo correspondiente a Suramérica y el Caribe, y en la Figura 7, con la misma referencia, lo pertinente al territorio colombiano. Se complementa con la Figura 8 la Irradiación Global Horizontal Media Diaria Anual para Colombia obtenida mediante la red de medición del IDEAM y publicada en la referencia indicada.

De la Figura 3 se estima que Japón recibe un promedio anual de irradiación alrededor de 1000 kWh/m^2. De la Figura 4 se visualiza a Alemania un poco más favorecida pues recibe una radiación promedio en la franja de 1000-1200 kWh/m^2, Francia 1000-1500 kWh/m^2, Italia 1300-1600 kWh/m^2 y España con mayor recurso, 1300-1800 kWh/m^2.

México cuenta con recurso solar promedio en el rango de 1900-2100 kWh/m^2, mientras que Estados Unidos recibe en la franja de 1300-2100 kWh/m^2, con este último valor hacia California y los límites con México, como lo indica la Figura 5. Por su parte, Chile muestra valores entre 1000 kWh/m^2 muy al sur y 2400 kWh/m^2 al norte, mientras que Argentina presenta un rango entre 1600-2400 kWh/m^2, según la Figura 6.

La situación Colombiana, registrada por SolarGis en la Figura 7, indica valores en la costa norte hasta de 2200 kWh/m^2 y llanos orientales en el rango 1800-2000 kWh/m^2. De manera complementaria, de la Figura 8, se obtienen lecturas del promedio diario en kWh/m^2/día, detallados por el IDEAM, como sigue:

- *"Los valores más altos, superiores a los 5,5 kWh/m2 por día, se presentan en sectores de La Guajira y en el norte de Atlántico, Bolívar y Magdalena.*

- *Las zonas de gran intensidad de radiación solar global, (alrededor de 4,5 kWh/m2 por día) son: la región Caribe, las Islas de San Andrés y Providencia, sectores de Vichada, Arauca, Casanare, Meta, el norte y oriente de Antioquia, el norte y centro de Norte de Santander, el suroriente de Santander, el centro y norte de Boyacá, el norte de Cundinamarca, el sur y oriente del Tolima, el norte del Huila, la zona que se inicia al centro del Cauca atraviesa el Valle del Cauca de sur a norte y llega hasta el eje cafetero y el sector del norte de Nariño.*
- *Las zonas con menor intensidad, con promedios inferiores a los 3,5 kWh/m2 por día, se presentan en sectores de Chocó, occidente de Putumayo y Valle del cauca, suroriente de Cauca, oriente de Nariño y sectores de Cundinamarca, Caquetá y Santander*."

Además, con la ilustración sobre el recurso solar en Colombia de la Figura 9 se muestran los promedios de la irradiación solar en Wh/m^2 para las 24 horas del día, resaltando los períodos de sol, 6-18 horas, con variadas intensidades y promedios horarios y diarios caracterizando un año completo en un sitio de medición específico, una estación del Metro de Medellín.

2.2.1. MAPAS DE RADIACIÓN SOLAR, CONTINENTES Y EUROPA

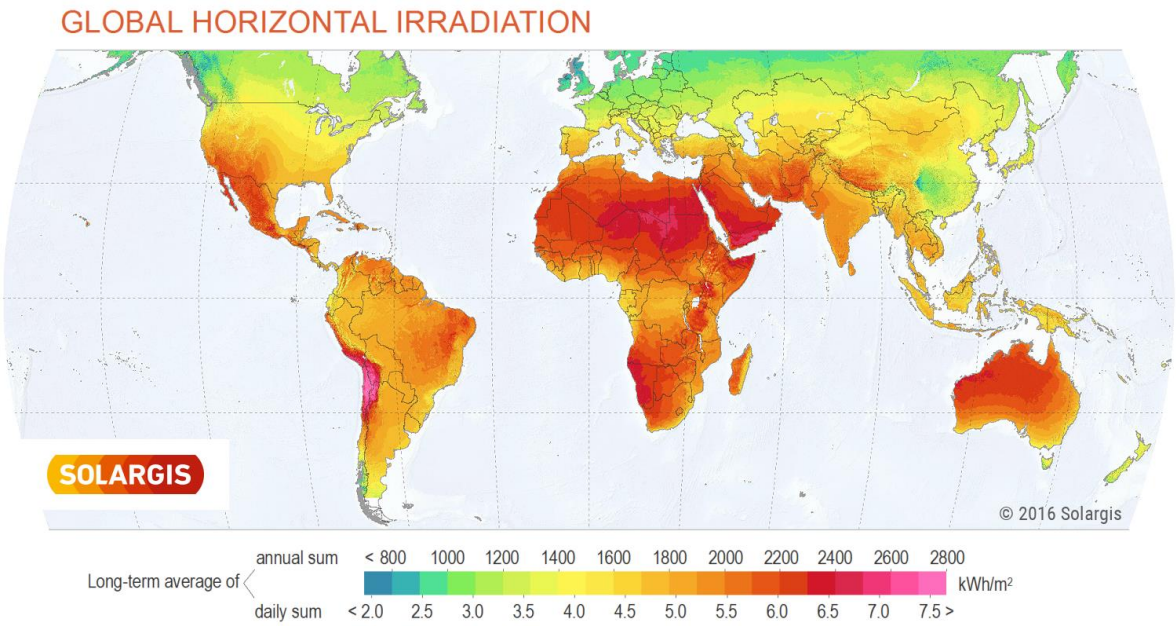


Figura 3. Irradiación Global en los Continentes (Solargis, 2017)

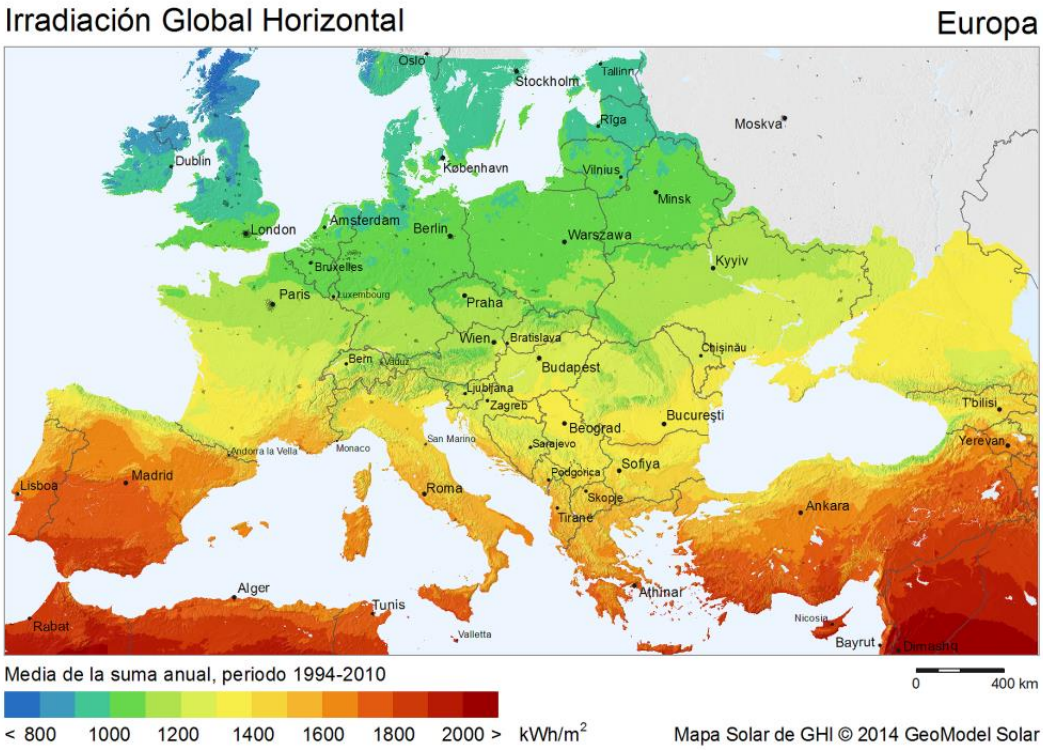


Figura 4. Irradiación Global en los Países Europeos (Solargis, 2017)

2.2.2. CASO AMÉRICAS

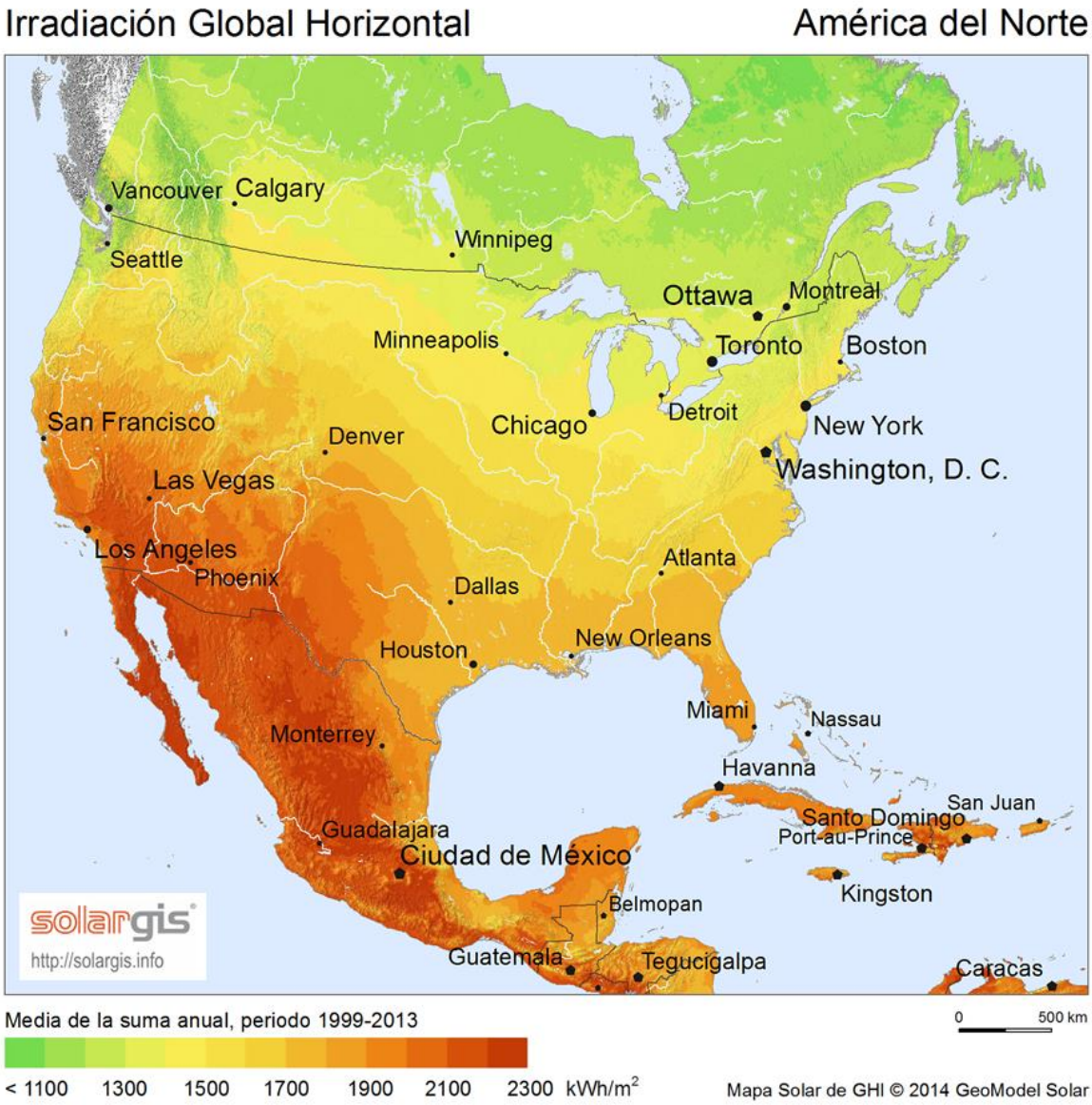


Figura 5. Irradiación Global Horizontal en los Países de Norteamérica (Solargis, 2017)

Figura 6. Irradiación Global Horizontal en Países de Suramérica y el Caribe (Solargis, 2017).

2.2.3. SITUACIÓN COLOMBIA

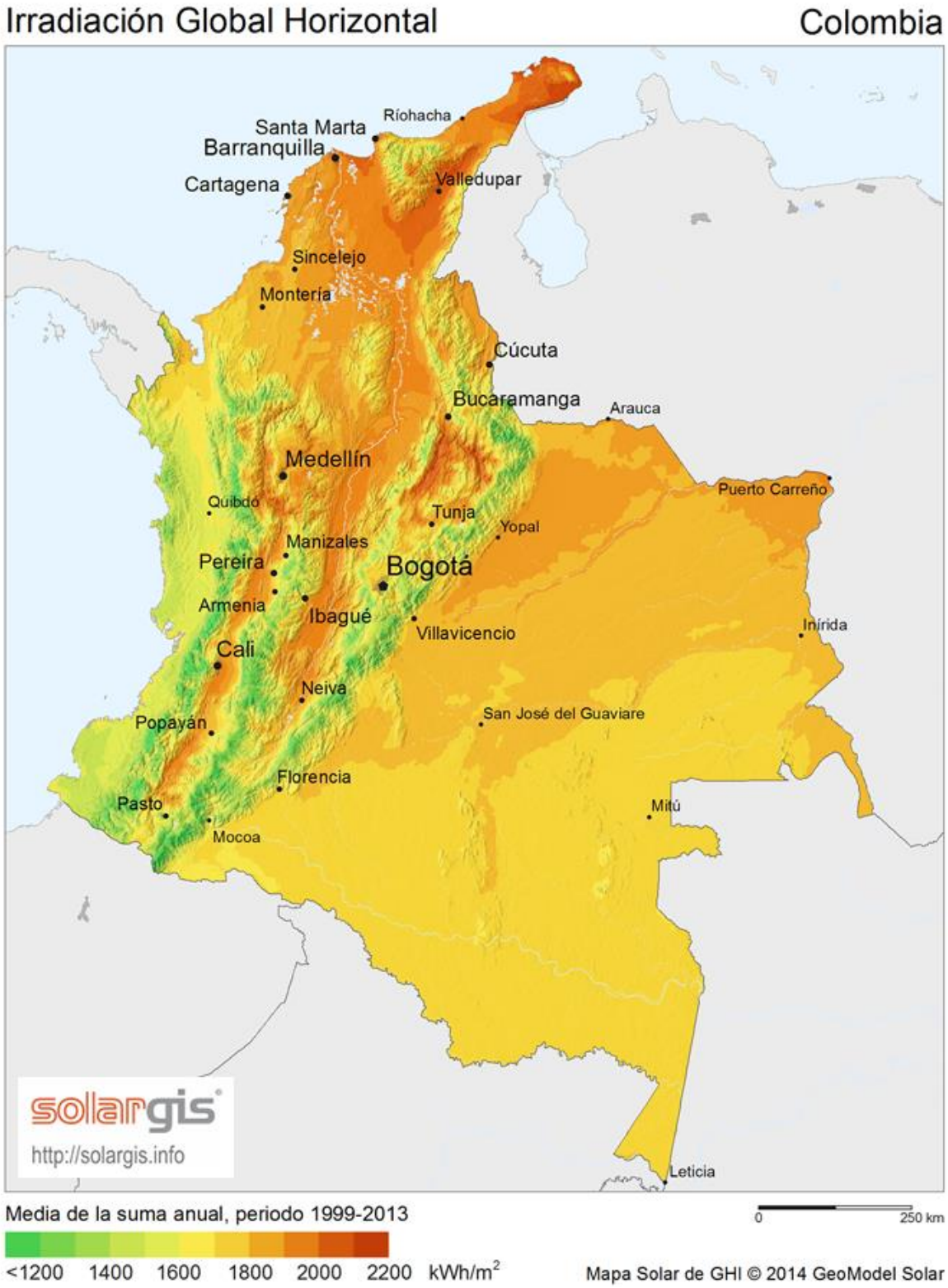


Figura 7. Irradiación Global Horizontal en Colombia (Solargis, 2017).

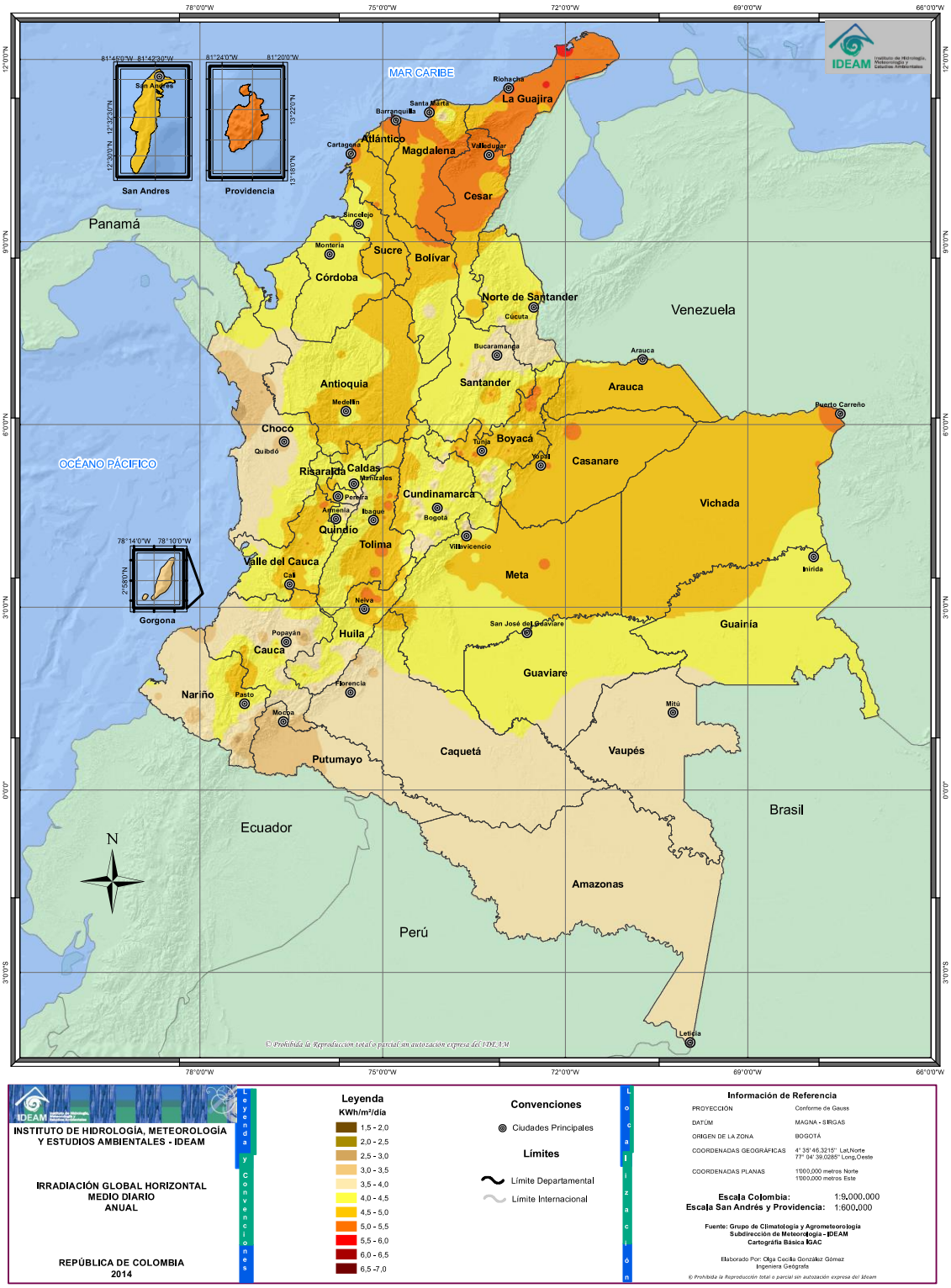


Figura 8. Irradiación Global Horizontal en Colombia Media Diaria (IDEAM)

ESTACION METROMEDELLIN (MEDELLÍN)

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,5	0,7	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3
1-2	0,3	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
2-3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
3-4	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
4-5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1
5-6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	0,6	0,6	0,1
6-7	15,6	15,8	23,2	36,3	42,7	43,8	38,2	35,5	43,7	44,0	40,6	25,6
7-8	105,1	105,3	108,5	154,0	165,4	166,4	159,3	151,4	165,5	173,9	174,4	152,9
8-9	252,6	266,6	265,3	315,5	328,5	337,7	331,2	333,5	342,6	354,6	345,6	323,0
9-10	399,7	431,2	423,0	505,6	486,9	487,8	492,6	509,3	526,5	502,9	501,5	461,7
10-11	501,0	577,1	546,1	613,7	587,7	567,4	612,3	644,6	643,2	602,5	598,9	577,0
11-12	539,3	589,9	614,5	642,5	590,6	617,1	647,3	653,6	685,9	616,1	614,0	609,5
12-13	602,2	624,1	664,2	614,0	579,4	658,7	683,3	668,1	682,4	610,8	624,8	645,3
13-14	571,4	610,4	570,9	537,4	503,3	609,2	633,9	613,6	583,9	503,9	506,8	553,8
14-15	480,1	493,2	460,1	424,0	416,3	502,6	526,8	498,1	457,2	354,0	370,6	420,0
15-16	345,5	328,7	292,7	239,8	279,9	350,5	377,6	367,4	303,2	216,5	224,1	260,5
16-17	179,4	185,3	146,4	114,2	142,0	196,4	207,2	213,5	155,2	100,5	95,4	107,2
17-18	40,6	52,5	43,6	28,8	33,9	51,2	60,3	58,1	33,9	12,3	11,4	17,5
18-19	2,1	3,3	2,2	1,1	0,9	1,7	2,8	2,1	1,3	0,6	0,6	1,0
19-20	1,2	1,5	0,7	0,5	0,4	0,5	0,8	0,6	0,7	0,5	0,4	0,7
20-21	1,0	1,2	0,6	0,4	0,3	0,3	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,6
21-22	0,9	1,1	0,5	0,3	0,2	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,5
22-23	0,7	1,0	0,4	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,2	0,4	0,5
23-0	0,6	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Acumulada diaria	4034,7	4283,4	4160,8	4227,1	4157,9	4590,9	4773,3	4749,0	4624,8	4093,2	4109,3	4155,0

Entre 0 y 200 (Wh/m²)
Entre 200 y 400 (Wh/m²)
Entre 400 y 600 (Wh/m²)
Entre 600 y 800 (Wh/m²)
Mayor a 800 (Wh/m²)

Figura 9. Promedios Horario y Diario de Radiación Solar y caracterización de un año en un sitio de medición (IDEAM)

2.2.4. VARIABILIDAD

La radiación solar varía ampliamente en la superficie terrestre debido a efectos atmosféricos globales como absorción y dispersión, por variaciones locales en la atmósfera como nubosidad, presencia de vapor de agua y contaminación, y dependiendo de la latitud, época del año y hora del día (Photovoltaic Education, 2017).

Mediante la Figura 10 se ilustra gráficamente la variabilidad de la radiación solar en términos de potencia fotovoltaica por su proporcionalidad, como resultado de mediciones realizadas en intervalos de 10 segundos con una red de 25 estaciones de medida sobre una superficie de 400 m X 400 m en un lugar de California, precisado en la ilustración que incluye, además, la fecha. La línea punteada representa la radiación solar promedio esperada sin nubosidad, las líneas grises muestran la irradiación medida en una estación y las líneas rojas corresponden a la irradiación promedio de las 25 estaciones (Cleanpower, 2012).

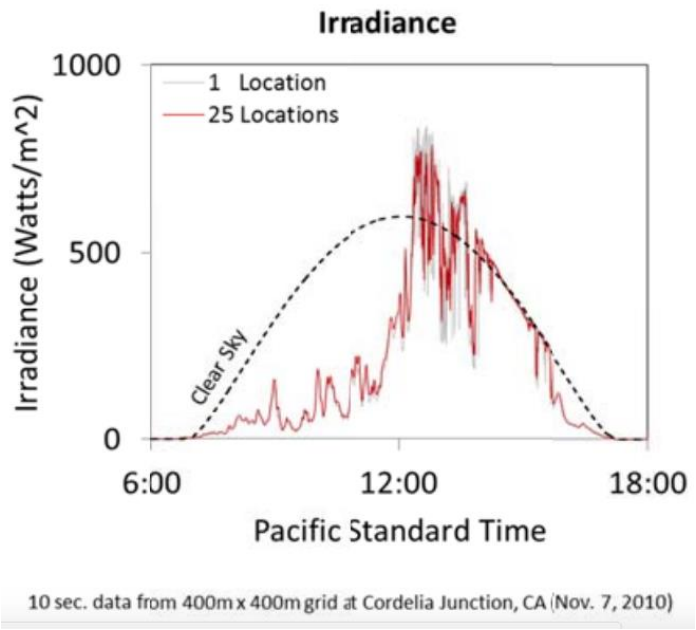


Figura 10. Variabilidad de la radiación solar por efectos atmosféricos (Cleanpower, 2012)

2.3. EFECTO FOTOVOLTAICO, CELDAS SOLARES Y TECNOLOGÍAS

2.3.1. SEMICONDUCTORES

Son materiales aislantes a bajas temperaturas y conductores a temperatura ambiente y a altas temperaturas. Estos últimos corresponden a estados de mayor energía en los cuales los electrones de los átomos semiconductores alcanzan a separarse de sus enlaces para moverse libremente. Los semiconductores son materiales de la Tabla Periódica del Grupo IV o combinaciones de los Grupos III y V que reciben el nombre de semiconductores III-V, o combinaciones de los Grupo II y VI. Aunque corresponden a materiales de grupos diferentes de la tabla periódica, con sus características atómicas comparten propiedades similares (Photovoltaic Education, 2017).

La Figura 11 presenta una Sección de la Tabla Periódica que contiene los materiales semiconductores correspondientes al Grupo IV y los grupos que facilitan combinaciones. Los materiales semiconductores más comunes se muestran en azul: Puede ser un solo elemento como el Silicio Si o el Germanio Ge, un compuesto como Galio-Arsénico GaAs, Indio-Fósforo InP o Cadmio-Telurio CdTe, o una aleación como Si-Ge o Al-Ga en diversas proporciones. El silicio es el material semiconductor más comúnmente utilizado en la industria de circuitos integrados y es la tecnología más madura en celdas solares.

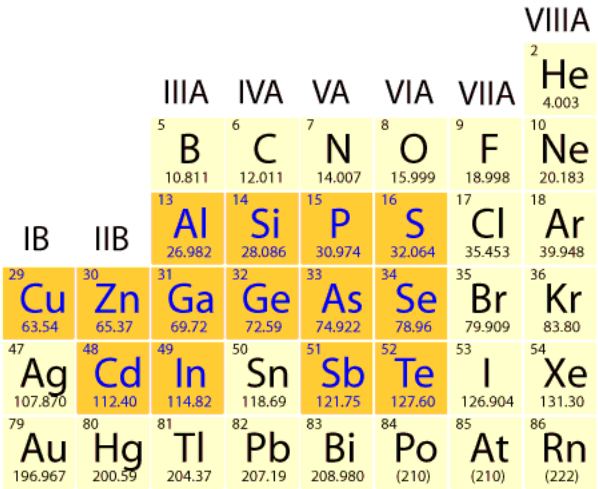


Figura 11. Sección de la Tabla Periódica, Materiales Semiconductores Grupo IV y Combinaciones (Photovoltaic Education, 2017)

Para aumentar el número de electrones y huecos en los semiconductores se utiliza una técnica denominada “dopaje” que crea material Tipo N cuando los materiales semiconductores del Grupo IV se dopan con átomos del Grupo V, y materiales Tipo P cuando los semiconductores se dopan con átomos del Grupo III.

2.3.2. EFECTO FOTOVOLTAICO

En los semiconductores no hay conducción cuando los electrones se encuentran en la denominada banda de valencia con baja energía y sus enlaces no les permiten libre movimiento frente a campos eléctricos. Existe conducción cuando los electrones han ganado la energía suficiente para superar la banda de separación entre la banda de valencia y la banda de conducción conocida como “band gap”. A los electrones se les denomina portadores de carga.

La radiación solar es un conjunto de fotones con energías menores, iguales o mayores que la requerida para que un portador de carga supere la banda de separación en un semiconductor y pase a la banda de conducción. Cuando la energía de un fotón es igual o mayor que la banda de separación el fotón es absorbido por el material y mueve un electrón a la banda de conducción.

El efecto fotovoltaico es la capacidad de generación de portadores de carga debido a los fotones incidentes sobre la superficie de un semiconductor que son absorbidos por el material y generan energía. Si no son absorbidos, los fotones serán reflejados por el material o transmitidos a través de él y estas ocurrencias son consideradas como pérdida en el aprovechamiento de la energía solar.

Los materiales semiconductores se caracterizan por su coeficiente de absorción el cual determina hasta qué punto un haz de luz de una determinada longitud de onda puede penetrar en el material antes de ser absorbido.

La profundidad de absorción determina el diseño de la célula solar en aspectos como el espesor del material semiconductor. *"Los fotones de luz azul son absorbidos muy cerca de la superficie mientras que la mayoría de los fotones de luz roja son absorbidos a mayor profundidad en el dispositivo."*

2.3.3. CELDAS SOLARES, PANELES

Las celdas solares constan de capas delgadas de material semiconductor y se agrupan en serie para alcanzar el nivel de tensión esperado por el arreglo y en serie hasta lograr la corriente deseada de la estructura final, el panel. La parte exterior está compuesta por una hoja de vidrio o de resina polimérica para protección contra la lluvia, el polvo y otros factores ambientales.

2.3.4. TECNOLOGÍA

La tecnología de inversores actuales integran un número de funciones de cara al sistema, para que éstos puedan actuar de bajo las condiciones operativa y de seguridad necesarias para las empresas de distribución y Operadores del Sistemas. Estas funciones son:

- Operación ante bajas tensiones: Los inversores pueden soportar caídas de voltaje o soportar un perfil de voltaje requerido por la empresa de distribución local. El inversor puede alimentar inmediatamente la falla con plena potencia reactiva, siempre que no se excedan los límites de protección; para esto dentro de los parámetros internos de operación es establecido sus límites de potencia reactiva.
- Sistema de Regulación de Frecuencia: la tecnología permite configurar un algoritmo que reduce la potencia activa a lo largo de una curva característica preestablecida para mantener la estabilización de la red.

  Adicionalmente, esta función se usa para establecer los parámetros relacionados con la reducción de potencia debido a una alta frecuencia de red, configurándose parámetros tales como:
  - Inicio/parada de la reducción de potencia por el umbral de frecuencia.
  - Tasa de cambio de potencia/frecuencia: ajuste de la velocidad de reducción del valor de potencia debido a la reducción de potencia.
  - Tiempo de restauración después de la reducción: tiempo necesario para restablecer el funcionamiento normal del inversor después de que la frecuencia ha vuelto al rango.
  - Modo de reducción: selección del modo de reducción de potencia en el caso de una sobre frecuencia de la red. Los modos que se pueden encontrar en el mercado son: la reducción de potencia inhabilitada, reducción de BDEW, Reducción de VDE-AR-N, Derating de CEI.
  - Tiempo de retardo intencional: ajuste del retardo intencional para la reducción de la potencia activa de acuerdo con la frecuencia de la red.
- Curva Q (V): es una función dinámica de control de tensión que proporciona potencia reactiva para mantener la tensión lo más cerca posible de su valor nominal.
- Seguimiento de la frecuencia: los inversores tienen una configuración de protección de frecuencia flexible que permite ajustarse fácilmente para cumplir con los requisitos de frecuencia del sistema.

- Anti-isla: Esta protección combina métodos activos y pasivos que eliminan los disparos molestos y reducen la distorsión de la red según IEC 62116 e IEEE1547.
  El modo de anti isla que actualmente integran los inversores se utiliza para activar o desactivar los parámetros relacionados con la protección anti isla para la desconexión de los inversores en caso de pérdida de la red.
- Operación remota y estrategias de comunicación y medida.

Los esquemas actuales permiten establecer internamente algunos parámetros relevantes para los operadores de red, de manera tal que la operación del inversor se ajuste a éstos:

- Voltaje máximo de red: Umbral de voltaje máximo para la conexión a la red.
- Voltaje mínimo de red: Umbral de voltaje mínimo para la conexión a la red.
- Frecuencia máxima de red: Umbral de frecuencia máxima para la conexión a la red.
- Frecuencia mínima de red: Umbral de frecuencia mínima para la conexión a la red.
- Tiempo de verificación V/F antes de la conexión o después de una falla: Intervalo de verificación que puede configurarse desde 0 hasta t (dependiendo del fabricante)
- Habilitar/deshabilitar rampa lenta. Habilitación o no de la función para la entrega gradual de la energía después de la conexión a la red.
- Opción de factor de potencia fijo o variable, de acuerdo con curva de operación.
- Pendiente de rampa [%Pn/min]. Esto permite definir una pendiente para la rampa de entrega de potencia a la red indicada como un porcentaje de la potencia nominal por minuto.
- Pendiente de rampa de falla [%Pn/min]. Esto permite definir una pendiente para la rampa de entrega de potencia a la red luego de una desconexión causada por una falla, indicada como un porcentaje de la potencia nominal por minuto.

Funciones de protección interna de algunos inversores:

- U >> Max voltaje de red (rango extendido).
- U> Max voltaje de red.
- U <Min voltaje de red
- U << Min voltaje de red (rango extendido).
- U <<< Min voltaje de red (tercer umbral).
- F >> Frecuencia máxima de la red (rango extendido).
- F> Frecuencia máxima de la red.
- F < Frecuencia mínima de la red.
- F << Frecuencia mínima de la red (rango extendido).
- K_{LVRT}: coeficiente de paso de bajo voltaje (regula la corriente reactiva que se puede inyectar a la red durante una caída del voltaje en la red).

2.4. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Los elementos de una planta solar pueden agruparse en bloques funcionales como se ilustra la Figura 12.

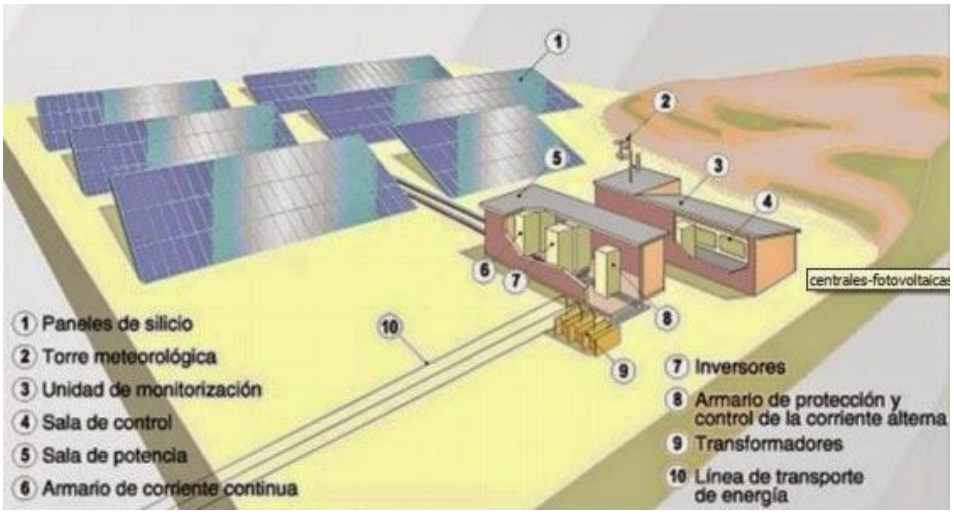


Figura 12. Ilustración de un generador fotovoltaico conectado a la red (YUBA, 2015)

- **Generación:** Células solares en paneles.
- **Cableado:** Conductores eléctricos de la instalación.
- **Inversor:** Conversión CD/CA y transformador de aislamiento como elemento de protección galvánica.
- **Control:** Recolecta datos de funcionamiento, implementa y ejecuta funciones de control, protección, conexión/desconexión, monitoreo mediante sistemas informáticos computarizados instrumentados en el inversor. Entre las funciones de control están el seguimiento del punto de máxima potencia, control de la potencia generada en rampas de despacho y en función de la frecuencia, y esquemas de control de tensión, entre otros.
- Servicios auxiliares.
- Protecciones en las secciones de corriente continua y corriente alterna.

2.4.1. CONFIGURACIÓN GENERAL DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

La Figura 13 ilustra la estructura interna del generador fotovoltaico detallando un módulo con sus elementos principales: Paneles solares, estructuras de soporte, diodos 'by-pass', diodos de bloqueo, fusibles, cables, terminales, protección contra sobretensiones y seccionadores o interruptores.

La generación solar fotovoltaica ha tomado fuerza a nivel internacional y nacional. Desde el punto de vista, la historia de este tipo de generación de electricidad se ha masificado en los últimos 10 años, en los que se ha aumentado la capacidad instalada, tal y como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, mostrando, además, su crecimiento y aquellos países que han tomado la bandera en este tipo de fuentes.

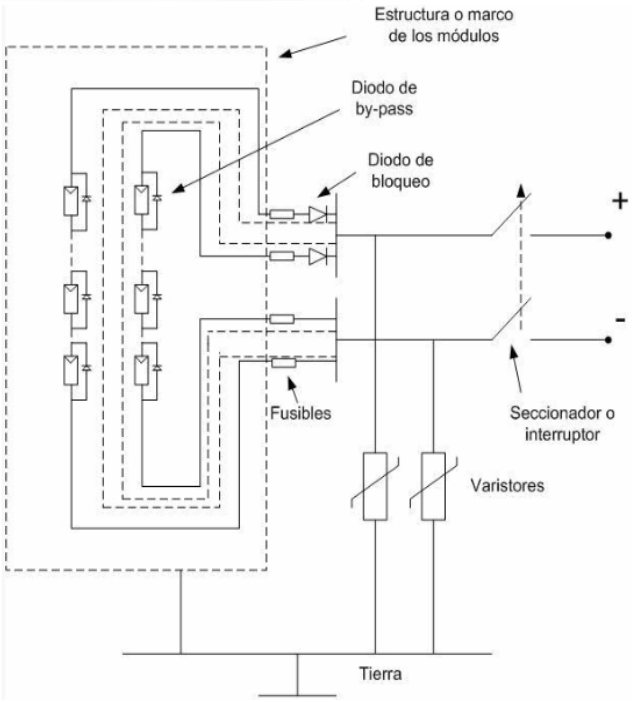


Figura 13. Configuración general del Generador Fotovoltaico (Ormeachea Ballesteros, 2012)

Los diodos 'by-pass' permiten un camino alternativo a la corriente cuando alguna de las células en serie está parcialmente bajo sombra. Los diodos de bloqueo previenen pérdidas por inversión de corriente.

2.4.2. CONFIGURACIÓN GENERAL DEL INVERSOR

El generador fotovoltaico entrega potencia en corriente continua, tensiones y corrientes, en función de la distribución de los paneles solares y el inversor convierte la potencia de corriente continua en potencia de corriente alterna con características definidas de frecuencia y tensión, mediante:

- **Sistema de Control:** Controla la generación de onda mediante modulación de anchura de pulsos (PWM) e implementa las funciones ya mencionadas de control de servicios al sistema eléctrico, entre ellas comandar el sistema de protecciones. Adicionalmente, realiza el control de red que consiste en sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase y ángulo para realizar la conexión. También hace el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para lograr a la entrada del inversor los valores de potencia variables que produce el generador.
- **Electrónica de Potencia:** Realiza la conversión CD/CA, incorpora un filtro de salida LC para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión de salida.
- **Protecciones del inversor:** Ante frecuencia y tensión de red fuera de márgenes, temperatura, baja tensión del generador, corriente insuficiente del generador, fallas en la red eléctrica y en el transformador de aislamiento y protecciones contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

- **Monitoreo de datos:** Mediante microprocesadores gestiona datos de tensión, corriente, frecuencia, y otros como radiación, temperatura ambiente y temperaturas de trabajo.

En la Figura 14 se ilustra un esquema de un inversor con sus elementos principales, sin incluir funciones de control y monitoreo.

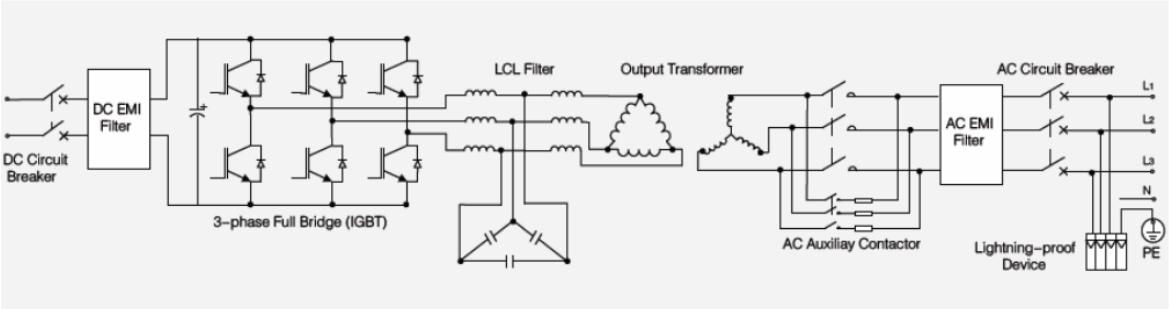


Figura 14. Ilustración del esquema eléctrico de un inversor (Ormeachea Ballesteros, 2012)

2.5. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para este análisis se consultó información técnica de instituciones, normas y fabricantes entre otras (Canadian Solar Inc, 2016), (GTMResearch, 2016), (CIRCUITOR, 2017), (theguardian, 2017).

El sistema solar fotovoltaico convierte la energía proveniente del sol en electricidad, a través de un sistema compuesto por varias subsistemas, siendo una de las más importantes los paneles o módulos solares, los cuales están hechos de delgadas capas de material semi-conductor agrupadas en serie para lograr el nivel de tensión esperado por el arreglo. La parte exterior del panel está compuesta por una hoja de vidrio o resina polimérica de manera que se le brinde protección a las células fotovoltaicas ante la lluvia, polvo, granizo y otros factores ambientales.

La tecnología que actualmente es utilizada en la mayoría de los cosas para la fabricación de estos paneles está divida entre la tecnología de Silicio Cristalino y la tecnología de película delgada (thin-film).

2.5.1. SILICIO CRISTALINO

Este tipo de tecnología para la creación de los paneles es la más común, madura, de uso permanente en el mercado de pequeñas soluciones solares, de más bajo costo en la actualidad y de mayor existencias de materia prima, características que hacen de esta tecnología la más usada en la fabricación de paneles, alcanzando niveles de utilización cercanos al 90% en las soluciones actualmente instaladas. El uso de este elemento se presenta en dos vertientes: el mono-cristalizado (mc-Si) y el poli-cristalizado (pc-Si).

El tipo de material implica diferente eficiencia pasando por un 24.4-26.7% del silicio monocristalino a 19.9-21.9% de policristalino, hasta un 10.9-14% del silicio amorfo, ver figura 8, pero estos últimos tienen mejor eficiencia en situaciones de baja intensidad lumínica.

A pesar de los altos costos de procesamiento de materiales, consumo de energía en su fabricación y de requerir capas "gruesas" en su diseño, cercanas a 200 µm de espesor, la tendencia en la fabricación de paneles solares está dada por este tipo de material, situación que promueve la investigación en la búsqueda de reducir el consumo energético durante la producción.

De acuerdo con los análisis realizados, se espera que el silicio cristalino siga siendo la tecnología predominante durante algún tiempo ya que es la más madura de las tecnologías fotovoltaicas, presenta alta eficacia en comparación con los demás materiales, buen desempeño, sostenibilidad a largo plazo (materia prima de Si abundante) y, debido a su gran volumen de fabricación, se ha logrado reducir los costos de adquisición de paneles y seguir siendo competitivos con tecnologías inherentemente más bajas como es la Película de CdTe. El predominio de la fabricación a gran escala en Asia, ha reducido los precios de los módulos, siendo China quien ahora domina la fabricación global de celdas y módulos C-Si.

2.5.2. PELÍCULAS DELGADAS – THIN FILM – DE SI/ CDTE/CI(G)S/GAAS

Los costos de los materiales y de fabricación son generalmente más bajos, y las eficiencias de este tipo de módulos tienden a ser más bajas, lo que resulta en requerir instalaciones con áreas más grandes. Fraunhofer-ISE (2017).

Como ventajas de este tipo de tecnología, se encuentra que los paneles con película delgada presenta un rendimiento relativamente bueno a baja luz (esto es luz difusa por cielos nublados) y puede funcionar mejor cuando los ángulos de inclinación no son los óptimos. Otra ventaja es el mejor coeficiente de temperatura (pérdida de sólo 0,25% por aumento de grado en calor en comparación con la pérdida de aproximadamente el 0,5% para el silicio cristalino dependiendo de la tecnología), lo que resulta en una menor reducción de la potencia de salida a medida que aumenta la temperatura del módulo. Y por esto último, las películas delgas son útiles cuando se buscan soluciones solares en lugares con alta temperatura, o en soluciones integradas en edificaciones, los paneles instalados sobre superficies estructurales, tienen una ventilación más restringida, circunstancias que hacen que los módulos operen a temperaturas considerablemente más altas que la ambiente.

Todas las tecnologías de película delgada ofrecen flexibilidad en el diseño y uso: pueden ser paneles curvos, parcialmente transparentes, unidas a diversas superficies estructúrales (Revestimiento de vidrio o de acero y peso más ligero), ofreciendo oportunidades para nuevos diseños de módulos que mejoren la estética y la integración con las edificaciones en las que estarían instalados, variables que algunas veces se considera como una barrera para la instalación de la solución solar.

Históricamente, el material fotovoltaico Thin-film más común es Silicio amorfo (a-Si), con eficiencias de módulo de 5 al 8%, hacia los años 90, ver figura 9. En los últimos cinco años se ha introducido

una variante más eficiente y más estable con la célula tándem de silicio micromorfa que puede alcanzar una eficiencia del módulo del 10%. El rendimiento de los módulos a-Si se degrada durante las primeras semanas de funcionamiento, pero luego se estabiliza.

Compuestos semiconductores como CIS (Cristalinas del Silicio), CIGS (Cobre-Indio-Galio-Selenio), CdTe (Teluro de Cadmio), GaAs (Arseniuro de Galio) y GaInP (Indio-Galio-Fósforo) son tecnologías alternativas de película delgada, pero que hasta la fecha no se han masificado a pesar de estar comercialmente disponibles. Hay muchas tecnologías diferentes para CdTe, CIS, incluyendo screen-printing, sinterización y procesos de deposición de vapor, tales como Metal Organic Chemical Vapor Deposition (MOCVD), que se utiliza rutinariamente en la industria de semiconductores y ofrece un alto grado de control.

2.5.3. CELDA SOLAR GRAETZEL

La celda solar Graetzel también conocida como célula solar sensibilizada por colorante, en ingles Dye-sensitised Solar Cells (DSC), es una tecnología innovadora y avanzada que utiliza un tinte fotoactivo en un soporte semiconductor para absorber la luz. DSC puede depositarse sobre sustratos de vidrio, metal y plástico que ofrecen aplicaciones alternativas para soluciones solares integradas con edificaciones, costos potencialmente más bajos y fabricación a alto volumen. Como es una tecnología relativamente nueva, la fiabilidad y la duración de esta tecnología aún no están probadas y en el corto plazo es improbable una vida útil superior a 5 años.

El mercado objetivo históricamente para DSC se encuentra principalmente en productos de consumo que no tienen un alto consumo de electricidad. En particular, el mercado de estos productos ha sido para la carga de baterías de teléfonos móviles, cámaras, teclados inalámbricos, etc., donde la vida útil del producto es probable que sea similar a la vida útil del producto fotovoltaico. La investigación está entrando en las aplicaciones BIPV de DSC, pero la vida útil de estos productos necesita más investigación.

2.5.4. CONCENTRATOR PV (CPV)

Cells for concentrator PV and space applications.

GaAs / GaInP es la excepción con altos costos, pero las eficiencias alrededor del 35-40% alcanzables para las células con multi-unión, por lo tanto esta solución es comúnmente utilizada en aplicaciones espaciales y células concentradoras donde el costo de la célula no es el factor dominante.

Existe una oportunidad para que esta tecnología contribuya a la generación de energía en regiones con mucha luz solar directa, pero para este mercado aun es incipiente. Se trata de estructuras multicapa epitaxiales de alta calidad que se fabrican en procesos por lotes utilizando técnicas como Metal Organic Chemical Vapour Deposition (MOCVD).

Esto es apropiado cuando se necesitan eficiencias de conversión más altas y un mercado establecido para aplicaciones espaciales. El sistema de concentradores es más complejo que los paneles

fotovoltaicos de película fina e implica el seguimiento solar y concentradores ópticos tales como lentes de Fresnel.

2.5.5. ORGANIC PHOTOVOLTAICS (OPV)

La tecnología de Quantum Dot (QD), Nano-Wire (NW) y Quantum Well (QW) tiene una gran proyección en el largo plazo para la fabricación de celulares solares.

Potencialmente, los puntos cuánticos o QD podrían aumentar las eficiencias de conversión sobre las células de una sola unión sin ir a la complejidad de las celdas multi-unión, pero para lograr esto será necesario reducir las pérdidas térmicas que ocurren en las uniones convencionales.

Los QD pueden diseñarse para capturar diferentes partes del espectro solar y luego combinarse para capturar una amplia gama del espectro solar, al tiempo que se minimizan las pérdidas térmicas. Los QD también pueden usarse en las células solares convencionales a través de la recolección fluorescente de radiación solar para mejorar el rango de longitudes de onda capturadas. Los recientes desarrollos con el III-V QW han demostrado el potencial para un rendimiento de unión simple de alta eficiencia con una captura de luz mejorada. Esto podría conducir a una mayor flexibilidad del sustrato, manteniendo al mismo tiempo la calidad de los materiales monocristalinos. Estos conceptos son emocionantes, pero sólo se puede ver en términos de oportunidades a largo plazo para los productos fotovoltaicos y tendría que demostrar el potencial de alta eficiencia para la conversión de energía solar, con bajo costo de producción y estabilidad a largo plazo.

2.6. INVERSORES

Este elemento es imprescindible en las instalaciones conectadas a la red de uso nacional o incluso cuando se tiene conexión a instalaciones de corriente alterna en los usos domésticos.

Como los módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC), se requieren inversores en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, que transforman la corriente continua en corriente alterna, utilizando electrónica de potencia: los interruptores se encienden y se apagan, dispositivos indispensables debido a que la demanda que se tienen en el consumo final, donde la gran mayoría de los aparatos requieren corriente alterna para su funcionamiento, y a que la energía eléctrica se suele transmitir y distribuir en corriente alterna.

En los últimos años se ha visto la construcción de plantas fotovoltaicas cada vez más grandes. Como los módulos utilizados aquí son los mismos que los utilizados en instalaciones más pequeñas, se requieren decenas de miles de ellos para construir plantas de energía solar de rango de megavatios. El hecho de que la generación fotovoltaica involucre tantos elementos pequeños significa que, dependiendo de la potencia nominal, hay varias opciones disponibles para alimentar la red.

El uso de inversores en los arreglos fotovoltaicos está dado a través de diferentes disposiciones, una de ella siendo la instalación de "micro inversores" conectados en paralelo, en el que cada módulo fotovoltaico podría estar equipado con un inversor Dichos inversores de módulos permiten esencialmente un ajuste óptimo del Punto de Potencia Máximo (MPP) de cada módulo individual y

aunque son fáciles de instalar en la parte trasera del módulo (facilidad en la instalación), los dispositivos tienen una eficiencia relativamente baja y altos costos específicos, y por tanto, estos pequeños inversores sólo se utilizan en aplicaciones especiales, como las instalaciones con una potencia de entre tres y cinco kilovatios diseñada para el consumo en la fuente.

Otro arreglo de conexión de los inversores es la agrupación de varios módulos en cadena conectados a un único inversor, disposición que es usada cuando las plantas fotovoltaicas son pequeñas. Los inversores centralizados ofrecen alta confiabilidad, son de fácil instalación y menores costos, pero todos los módulos que componen el inversor deben ser del mismo tipo, posición angular y dirección para que la corriente y tensión de cada cadena sea la misma. Una falla en uno de los arreglos del inversor provoca la interrupción completa del campo PV y la localización de la falla es complicada; además presentan la desventaja de incremento de las pérdidas por la heterogeneidad de los módulos y la ausencia del seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, sigla en inglés) para cada cadena.

En la actualidad, especialmente en plantas fotovoltaicas de gran escala, se utiliza una variante de esta disposición con inversor central, en la que se utilizan tres o cuatro inversores en orden jerárquico (maestro y esclavo): mientras que la radiación es baja, sólo el maestro está activo, pero tan pronto como se alcanza su límite de salida superior, y a medida que aumenta la radiación, se conmuta el primer esclavo. La curva característica de la unidad maestro-esclavo está compuesta por las curvas de cada uno de los inversores, y por lo tanto muestra una mayor eficiencia en el rango de salida inferior que un inversor central. Para garantizar que la carga de trabajo se distribuya uniformemente entre los inversores, el maestro y el esclavo se rotan en un ciclo fijo, lo que podría permitir que cada mañana, o ciclo de operación, el inversor con menos horas de funcionamiento comienza como el maestro.

Además de los inversores centrales, los inversores en cadena proporcionan una tercera opción, permitiendo que el MPP de cada cadena sea rastreado individualmente. Esta solución es ideal cuando las cadenas reciben diferentes grados de sombra a lo largo del día, haciendo que los puntos de funcionamiento de las cadenas individuales se muevan de manera diferente. Aquí, la electricidad es alimentada a la red por varios inversores en cadena independientes. Otra variante del inversor de cadena es el inversor multistring, que combina varios rastreadores MPP en un solo dispositivo.

2.6.1.1. Optimización mediante controladores MPP individuales

Dado que cada módulo de una cadena tiene su propio MPP, controlar el MPP de una cadena es siempre un objetivo que conlleva pérdidas. Los inversores con controladores MPP separados se han desarrollado recientemente para solucionar este problema. Estos "optimizadores de potencia" - a veces también llamados potenciadores de potencia - equipan a cada módulo con su propio controlador MPP, lo que le permite generar energía en su punto óptimo de operación y así permitir que el inversor logre un alto nivel de eficiencia. A pesar de que existen opiniones contrarias sobre esta eficiencia, los defensores de esta solución argumentan que son particularmente útiles si las cadenas de un generador fotovoltaico están expuestas a diferentes niveles de radicación en el

transcurso de un día, lográndose con esto que en el momento que un módulos individuales tenga sombra, ya no afecte el rendimiento del sistema en su conjunto.

2.7. CONTROLADOR DE CARGA

También conocidos como regulador de carga. Es utilizado cuando la solución Fotovoltaica está instalada en un sistema de red aislada con respaldo en un banco de baterías, o cuando la solución está interconectado la red y se tiene un banco de baterías de respaldo y se necesita un inversor para batería, con el propósito de controlar la corriente suministrada por el arreglo de los módulos solares para cargar la batería de manera que este elemento no pierda vida útil en su proceso de carga. Esta componente en algunas disposiciones puede ir integradas con el sistema de inversores.

2.8. BATERÍAS

Las baterías tienen por función aportar energía eléctrica al sistema cuando los paneles fotovoltaicos no estén generando la cantidad de electricidad requerida por la carga (por ejemplo en la noche o momentos de baja irradiación solar). En el momento en que los paneles fotovoltaicos puedan generar más electricidad que la demandada por el sistema eléctrico, toda la energía demandada se suministrará a través de los paneles y la sobrante se utilizará para cargar las baterías.

2.8.1. FUNCIONES

- Proveer al sistema fotovoltaico de una fuente eléctrica independiente
- Brindar autonomía de servicio al sistema durante períodos de inactividad de los módulos fotovoltaicos.
- Fijar una tensión de referencia que establezca en los paneles un punto óptimo de operación, manteniendo la estabilidad en la tensión en las terminales de consumo.
- Mejorar la capacidad de punta de corriente, dado que la máxima intensidad entregada por los módulos es ligeramente superior al valor nominal

2.8.2. CLASE DE BATERÍAS

Existen dos tipos de baterías según su ciclo:

- Baterías de ciclo bajo
- Baterías de ciclo profundo

2.8.2.1. Baterías de ciclo bajo

Las baterías de ciclo bajo están diseñadas para suplir una cantidad de corriente por un corto período de tiempo y soportar pequeñas sobrecargas sin perder electrolitos, como en el caso de las de automóviles. Sin embargo, estas baterías no soportan descargas profundas. Si son descargadas repetidamente por debajo del 20%, se acorta su vida útil considerablemente. Por lo tanto estas baterías no son una buena elección para sistemas solares fotovoltaicos.

2.8.2.2. Baterías de ciclo profundo

Están diseñadas para ser descargadas repetidamente hasta un 80% de su capacidad. Esta característica las convierte en la mejor opción para sistemas de energía solar.

2.8.3. CARACTERÍSTICAS

Una de las características más importantes a la hora de escoger una batería, es la capacidad, que es la cantidad de electricidad en amperios (A) que se puede obtener de una descarga completa del acumulador cuando éste tiene un estado de carga total.

Otro parámetro importante es la eficiencia de carga, que es la relación entre la energía utilizada para rellenar el acumulador y la que realmente almacena. Por lo tanto cuanto más cerca esté al 100% mejor.

El factor de auto descarga es el proceso que experimenta un acumulador, tendiendo a descargarse aún sin estar en uso. Por otra parte la profundidad de descarga, se refiere a la cantidad de energía que se obtiene durante una descarga, estando totalmente cargado (%).

La vida útil estimada para una batería destinada a instalaciones solares está alrededor de los 10 años, pero se debe considerar que si se realizan descargas profundas (>50%) frecuentemente la vida útil se ve reducida, Por lo anterior, se debe estimar una capacidad instalada suficiente para que no se exceda el 50% en la descarga. Otro factor de incidencia es la temperatura, si ésta se ve alterada, la vida útil podría disminuirse a la mitad.

2.8.4. TIPO DE BATERÍAS

Las baterías se clasifican de acuerdo con el tipo de tecnología de fabricación así como de los electrolitos utilizados. Existen amplias gamas de tecnologías sin embargo las baterías más utilizadas en instalaciones solares son las de ácido - plomo, debido a su relación de precio por energía disponible. Su eficiencia oscila entre 85-95%, mientras que en las de Níquel - Cadmio está en un 65%. A continuación se enuncian los diferentes tipos:

- Baterías de ácido – plomo: Formadas por electrodos de plomo bañados en un electrolito de ácido sulfúrico, las hay de muchos tipos. En general son económicas y fáciles de fabricar. No admiten sobrecargas ni descargas profundas y tienen un peso y volumen elevados para la energía que almacenan.
- Acumuladores de ion de litio (Li - ion): emplean un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina u óxido de manganeso. En comparación con otros tipos, son de desarrollo más reciente y han facilitado la existencia de tecnologías portátiles que de otro modo no hubieran sido posibles. Su capacidad es elevada con relación a su peso y volumen, teniendo además un factor de auto descarga muy reducido. Casi no se ven afectadas por el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de haber sido descargadas previamente. Como contrapartida no soportan bien los cambios de temperatura y no admiten descargas completas, sufriendo mucho cuando éstas ocurren.

- Baterías de níquel metal – hidruro (NiMH): Están formadas por un ánodo de cadmio y un cátodo de aleación de hidruro metálico. Están sustituyendo a las baterías de níquel- cadmio por su menor efecto memoria y mayor capacidad. Sin embargo, el número de ciclos que proporcionan es menor y no trabajan bien con frío extremo, que reduce drásticamente su capacidad.
- Baterías de níquel – cadmio (NiCd): Constituidas por electrodos de cadmio bañados en un electrolito de hidróxido de potasio. Funcionan bien en un amplio rango de temperaturas y se pueden sobrecargar sin sufrir daños. Admiten descargas profundas y proporcionan un buen número de ciclos, pero acusan mucho el efecto memoria. Su peso y volumen, aunque mejores que los de las baterías de plomo-ácido, siguen siendo elevados para la energía que almacenan.
- Baterías con tecnologías de alta temperatura (Sodio – Níquel - Cloro): Son una evolución de las baterías NaS. Los electrodos se componen de sodio / cloruro de sodio y níquel / cloruro de níquel, con un electrolito en forma de barrera separadora capaz de conducir los iones Na+ (compuesto del material cerámico β-alúmina). Durante la carga, el sodio se reduce de cloruro de sodio a sodio fundido y el níquel se oxida a cloruro de níquel. En la descarga ocurre la reacción inversa. Estas baterías funcionan a una temperatura de en torno a los 250ºC.Sus aplicaciones son similares a las de las baterías NaS (gestión y soporte de red e integración de energías renovables), aunque en este caso no se encuentra en fase comercial, sino en proyectos de demostración tecnológica.

3. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Al establecer los requisitos técnicos aplicables en Colombia para la incorporación, conexión y operación de la generación solar fotovoltaica en el SIN, se deben tener en cuenta las características propias del sistema eléctrico colombiano, de modo que se garanticen los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el código de planeamiento. Los principales aspectos a considerar que fueron solicitados explícitamente por la UPME son:

- ***Tolerancias:*** *Condiciones eléctricas que deben soportar los equipos de generación solar fotovoltaica frente a variaciones en la red, de modo que los parques de generación solar continúen operando en los diferentes escenarios operativos.*
- ***Control de potencia reactiva:*** *Requerimientos para que los generadores solares puedan contribuir al control de tensión en la red.*
- ***Control de potencia activa y respuesta en frecuencia.***
- ***Todos los aspectos relacionados con protecciones.***
- ***Calidad de la potencia.***

Con base en lo anterior se deberá:

- *Definir las normas y/o estándares internacionales (IEC, IEEE u otros), aplicables para la conexión y operación de la generación solar, además de los requisitos mínimos en cada uno de los aspectos a evaluar justificando la propuesta y selección de los mismos.*
- *Identificar las modificaciones regulatorias aplicables para la conexión del recurso solar en el SIN, desde el punto de vista de los requisitos de conexión, particularmente, modificaciones sobre el Código de Conexión u otra regulación aplicable en este tema garantizando los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el código de planeamiento.*
- *Realizar un esquema comparativo de los requisitos técnicos de los equipos de los generadores solares que deberán exigirse para la conexión de la generación solar en Colombia respecto a los requisitos exigidos a nivel internacional en los códigos de redes de los países analizados.*

En general, los requisitos reportados en el referenciamiento internacional se listan a continuación:

- Control Primario de Frecuencia
- Rangos de operación en frecuencia
- Control de potencia reactiva
- Control de tensión
- Control de potencia activa
- Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability)
- Calidad de Onda (Voltage Quality)
- Factor de potencia
- Huecos de Tensión
- Indisponibilidad
- Potencia de Cortocircuito
- Inyección DC
- Armónicos
- Protecciones
- Medición
- Rangos de potencia

Con base en las características específicas de la generación solar fotovoltaica y de los requisitos para la conexión de generación del Código de Redes Colombiano, se pueden integrar los principales aspectos a considerar por solicitud explícita de la UPME con los requisitos generales reportados en el referenciamiento y, adicionalmente, clasificarlos en las siguientes categorías de requisitos para establecer las "Señales de Referenciamiento" de la información recopilada de los países que ya han incorporado generación solar fotovoltaica.

CATEGORÍAS DE REQUISITOS PARA ESTABLECER LAS "SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO"

REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN	Incluye los aspectos generales que presenta la información recopilada.
CONTROL DE LA FRECUENCIA	Control de potencia activa y respuesta en frecuencia (UPME). Control de potencia activa

	Regulación Primaria de Frecuencia Rangos de frecuencia en la operación ***Tolerancias en frecuencia:*** *Condiciones eléctricas que deben soportar los equipos de generación solar fotovoltaica frente a variaciones en la red, de modo que los parques de generación solar continúen operando en los diferentes escenarios operativos.*
CONTROL DE LA TENSIÓN	***Control de potencia reactiva****: Requerimientos para que los generadores solares puedan contribuir al control de tensión en la red (UPME).* ***Tolerancias:*** *Condiciones eléctricas que deben soportar los equipos de generación solar fotovoltaica frente a variaciones en la red, de modo que los parques de generación solar continúen operando en los diferentes escenarios operativos (UPME).* Control de potencia reactiva Control de tensión Tensión de operación en falla (Fault Ride-Through Capability) Factor de potencia Potencia de Cortocircuito
CALIDAD DE LA POTENCIA	*Calidad de la potencia (UPME)* Calidad de Onda (Voltage Quality) Factor de potencia Huecos de Tensión Inyección DC Armónicos
PROTECCIONES	*Todos los aspectos relacionados con protecciones (UPME)* Protecciones
OTROS REQUISITOS	Medición Supervisión y Control Indisponibilidad Rangos de potencia Otros requisitos

3.1. NORMAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES A LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1.1. IEEE 1547-2003

La IEEE std. 1547–2003 “IEEE standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” da especificaciones y requisitos necesarios para la interconexión de Recursos Distribuidos (RD) con capacidad menor o igual a 10 MVA en el punto de conexión común (PCC) en los sistemas eléctricos de potencia, también da las especificaciones y requerimientos de las pruebas de interconexión. (IEEE, 2003)

Para propósitos de verificar la aplicabilidad de esta norma, se extraen ciertos numerales relevantes a tenerse en cuenta en el sistema eléctrico en Colombia, adaptándose términos y definiciones.

3.1.1.1. Rangos de tensión

La norma IEEE 1547 para los rangos de tensión se remite a la ANSI C84.1-1995 rango A de la Figura 15, donde la desviación máxima de tensión admisible es del 5% de la tensión nominal de operación en el punto de conexión dado para sistemas de 120 V - 600 V.

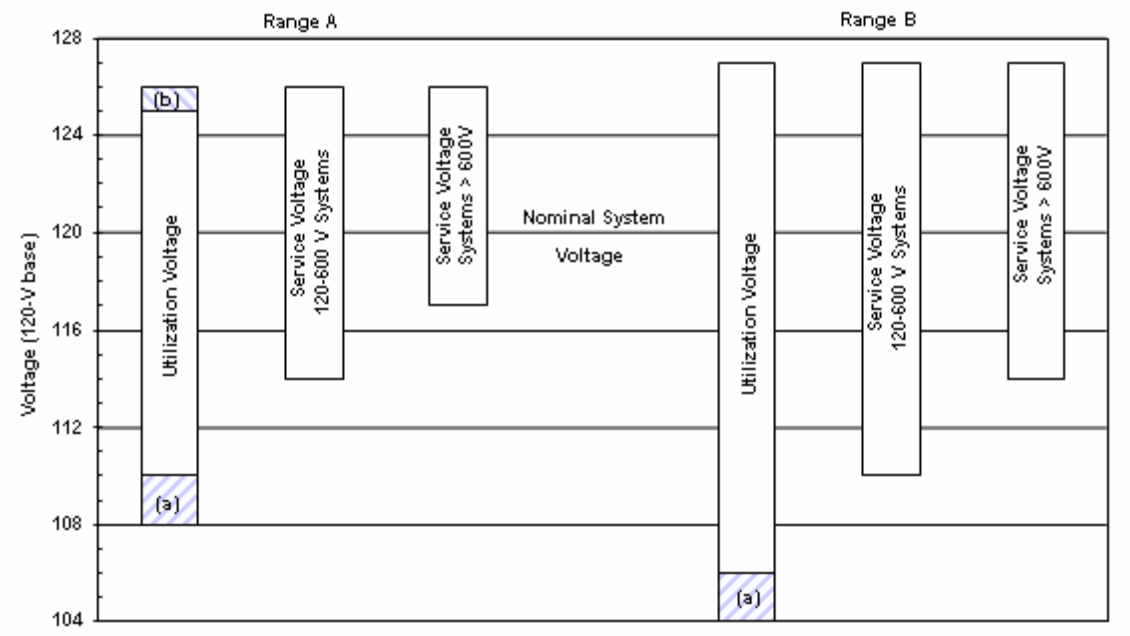


Figura 15. Rangos A Limites de tensión ANSI C84.1-1995

Notas:

Las partes sombreada no aplican para circuitos que alimenten cargas de iluminación
Las partes sombreadas del rango no aplican para sistemas de 120V a 600V
La diferencia entre la tensión mínimo de servicio y la tensión mínimo de utilización tiene por objeto permitir una caída de tensión en el sistema de cableado del cliente. Esta diferencia es mayor para el servicio a más de 600 voltios para permitir una caída de tensión adicional en las transformaciones entre la tensión de servicio y el equipo de utilización.
Los límites de tensión de utilización definidos en el Rango B, para los sistemas de 6900V y 13800V son del 90% y 110% de la tensión nominal estándar de los motores utilizados en este sistema los cuales tiene una ligera desviación con respecto a esta figura.

3.1.1.2. Integración con la conexión a tierra del área del sistema eléctrico de potencia

El sistema de puesta a tierra de la interconexión del sistema del Recurso Distribuido no deberá causar sobretensiones que superen el límite de capacidad del equipo conectado al sistema eléctrico de potencia y no deberá interrumpir la coordinación de la protección de falla a tierra de dicho sistema.

Este requerimiento está orientado a facilitar la detección de fallas y la correcta funcionalidad de los equipos de protección.

El Recurso Distribuido deberá estar conectado en paralelo con la red evitando que las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión sobrepasen el ±5 % de la tensión predominante del sistema.

3.1.1.3. Energización inadvertida del área del sistema eléctrico de potencia

El Recurso Distribuido no energizará el área del sistema eléctrico de potencia cuando éste se encuentre desenergizado.

3.1.1.4. Disposiciones de monitoreo

Cada unidad de Recurso Distribuido de 250 kVA o un conjunto de unidades distribuidas de 250 kVA o más deberán tener dispositivos para monitorear el estado de su conexión, la potencia real, la potencia reactiva y la tensión en el punto de conexión.

3.1.1.5. Dispositivo en paralelo

El dispositivo de conexión en paralelo con el sistema de interconexión deberá ser capaz de soportar 220% de la tensión nominal del sistema de interconexión.

3.1.1.6. Respuesta ante condiciones anormales

En el sistema eléctrico de potencia pueden surgir condiciones anormales las cuales requieren una respuesta del Recurso Distribuido que se encuentra conectado al sistema, respuesta que debe estar orientada a contribuir a la seguridad del personal de mantenimiento de la red pública y al público en general, así como también a evitar daños al equipo conectado.

Fallas en el sistema eléctrico de potencia

El Recurso Distribuido dejará de energizar el área del sistema eléctrico de potencia cuando se produzcan fallas en el circuito en cual esté conectado. Este requerimiento se basa en la premisa de que si en el área del sistema eléctrico de potencia se ha detectado una falla y se desenergiza un circuito, cualquier fuente en este circuito también debe dejar de energizarlo.

Tensión

Las protecciones deberán detectar la tensión rms o el valor fase – fase, excepto cuando la conexión del transformador es Y-Y con conexión a tierra, en este caso se mide la tensión fase neutro.

Cuando las tensiones se encuentran en los rangos de la Tabla 1, el Recurso Distribuido deberá desconectarse de la red, en los tiempos de despeje indicados, tiempo comprendido entre el inicio de la condición anormal y la desconexión. Para plantas de capacidad menor a los 30 kW, los tiempos pueden ser fijos o ajustables en campo; para las mayores a 30 kW, el tiempo es ajustable en campo.

Las tensiones se detectarán cuando:

- La capacidad es menor a 30 kW.
- El equipo de protección está certificado para pasar la prueba de no isla.
- La capacidad de la planta es inferior al 50% de la demanda eléctrica integrada mínima anual del sistema local durante 15 minutos y permite exportación de energía activa y reactiva al sistema.

Tabla 1. Tiempo de despeje del Recurso Distribuido al variar la tensión según IEEE.

Rango de tensión (% de la tensión base)	Tiempos de apertura (s)
V < 50	0.16
50 ≤ V < 88	2.00
110 ≤ V < 120	1.00
V ≥ 120	0.16

El tensión base es el tensión nominal definido por ANSI C84.1-1995
Capacidad ≤ 30 kW, tiempos de apertura máximos; Capacidad ≥ 30 kW, tiempos de apertura por defecto.

Este requerimiento tiene como objeto dar un método para indentificar las fallas en el sistema eléctrico de potencia y un medio para evitar daños por sobre o baja tensión en el área del sistema eléctrico de potencia y en el equipo del cliente, en caso de que el Recurso Distribuido sea la fuente de condición anormal, ejemplo durante la isla no intencional.

Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en uno de los rangos dados en la Tabla 2, el Recurso Distribuido deberá desconectarse de la red en los tiempos de despeje indicados, el cual es el tiempo comprendido entre el inicio de la condición anormal y la desconexión. Para plantas de capacidad menor a los 30 kW, el tiempo puede ser fijo o ajustables en campo; para las mayores a 30kW, el tiempo es ajustable en campo.

Tabla 2. Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales

Capacidad	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Operación (s)1
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.8 - 57.9 (Ajustable)	0.16 a 300 (Ajustable)
	<57.0	0.16

Capacidad ≤ 30 kW, tiempos de apertura máximos;
Capacidad ≥ 30 kW, tiempos de apertura por defecto.

Este requerimiento busca detectar la formación de islas, prevenir daños por sobre y baja frecuencia en el sistema eléctrico de potencia y en el equipo del cliente.

Reconexión

Para la reconexión del Recurso Distribuido, después de que se haya producido un evento en la red, el recurso distribuido se deberá conectar nuevamente, solo hasta cuando las tensiones en la red alcancen los valores del rango B de la ANSI C84.1-1995 y el rango de frecuencia esté en 59.3 Hz a 60.5 Hz.

En este sentido, el Recurso Distribuido debe incluir para la reconexión un retardo ajustable o un retardo fijo de 5 minutos, el cual pueda retrasar la reconexión cinco minutos hasta que la frecuencia y tensión de estado estacionario se encuentren en los rangos descritos anteriormente.

3.1.1.7. Calidad de la potencia

Limitación de inyección de DC

El Recurso Distribuido y su sistema de interconexión no deberán inyectar corriente DC superior al 5% de la corriente nominal máxima de salida en el punto de conexión.

La inyección de corriente DC produce un desplazamiento de DC en la forma de onda de tensión, la inyección corriente de DC puede resultar en una saturación significativas de elementos magnéticos, tales como los núcleos de los transformadores. Esta saturación puede provocar inyección de corrientes armónicas en el sistema de potencia.

Flicker

El Recurso Distribuido no creará parpadeo indeseable para otros usuarios del sistema.

3.1.1.8. Condición de operación en isla involuntaria

Cuando se presenta esta condición, donde el Recurso Distribuido suministre energía a un área del sistema eléctrico a través del punto de conexión de manera involuntaria, el Recurso Distribuido deberá estar facultado para que se detecte esta condición y deberá desenergizar el área del sistema eléctrico en un tiempo máximo de 2 segundos después de darse la condición de operación en isla.

3.1.1.9. Regulación de tensión

El Recurso Distribuido no deberá regular activamente la tensión en el punto de conexión, ya que esta acción puede no apoyar la acción del regulador de tensión que se tenga en el sistema eléctrico; es necesario considerar que existe una diferencia entre regular la tensión y cumplir con la absorción o suministro de potencia reactiva que pueda solicitar el sistema eléctrico, ya que este último está encaminado a que la planta mantengan el perfil de tensión igual al del sistema eléctrico y limitar el efecto que se puede tener en la red.

3.1.1.10. Especificaciones y requerimientos para las pruebas de la interconexión

PRUEBAS DE DISEÑO

Estas pruebas están relacionadas con la topología de interconexión a implementar, las pruebas se podrán realizar al equipo en el sitio de la instalación, a un prototipo del sistema de interconexión en fábrica o en laboratorio de pruebas.

A continuación, se presenta la secuencia para conducir una prueba de diseño.

Tabla 3 Secuencia para conducir la prueba de diseño

Orden requerido	Cláusula de la prueba de diseño
1	Respuesta ante tensión y frecuencia anormal
2	Sincronización
3	Prueba a la integridad de la interconexión
Orden sugerido	**Orden sugerido**
4	Respuesta ante tensión y frecuencia anormal
5	Sincronización
6	Condición de isla involuntaria
7	Limitación de inyección de componentes de DC
8	Componentes armónicas

RESPUESTA ANTE TENSIÓN Y FRECUENCIA ANORMAL

La prueba deberá demostrar que el Recurso Distribuido deja de energizar la red en el punto de conexión cuando la frecuencia o tensión se encuentren en los límites especificados en la Tabla 1 y Tabla 2. Los equipos de interconexión, con puntos de referencia ajustable en sitio, deben probarse en el punto mínimo, medio y máximo del rango de punto de referencia.

SINCRONIZACIÓN

El Recurso Distribuido se debe conectar a la red sin que las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión sobrepasen el ±5 % de la tensión predominante del sistema. Para los sistemas de interconexión basados en inversores, que produzcan una tensión fundamental antes de que el dispositivo de paralelismo esté cerrado, se someterán a ensayo, el cual debe cumplir con los siguientes límites de sincronización.

Tabla 4 Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión

Capacidad agregada de las unidades (kVA)	Diferencia en frecuencia (Δf,Hz)	Diferencia en tensión (ΔV,%)	Diferencia en el desfase (Δϕ,°)
0-500	0.3	10	20
>500-1500	0.2	5	15
1500-10000	0.1	3	10

Este ensayo deberá demostrar que en el momento del cierre del dispositivo paralelo, los tres parámetros de la tabla anterior están dentro de los rangos indicados.

Para cualquier otro tipo de sistema de interconexión con inversores, se debe determinar la máxima corriente de arranque de la unidad, información que se utilizará junto con el valor de la impedancia del lugar donde será conectado el sistema, para calcular la máxima caída de tensión y así verificar que no se causen fluctuaciones de tensión mayores al ±5 % de la tensión predomínate del sistema.

PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE LA CONEXIÓN

- **Protección contra interferencia electromagnética**

Se deberán aplicar las pruebas al sistema de interconexión conforme a lo definido en IEEE Std C37.90.2-1995 para confirmar que los resultados cumplen con lo estipulado en IEEE Std C37.90.1-2002, la influencia de EMI no debe provocar un cambio de estado ni problemas de operación en el sistema de interconexión.

- **Resistencia ante elevaciones**

Se deberán aplicar las pruebas al sistema de interconexión conforme a lo definido IEEE Std C62.45-2002 para equipos con una tensión nominal inferior a 1000 V, para confirmar que la capacidad de resistencia a la sobre tensión cumple con IEEE Std62.41.2-2002. Para equipos del sistema de interconexión con capacidad nominal superior a los 1000 V, deberán ser probados de acuerdo con las normas aplicables del fabricante o los estándares del integrador del sistema. Para equipos de señales y circuitos de control del sistema de interconexión se deberá usar IEEE Std C37.90.1-2002.

- **Dispositivo de paralelismo**

Se llevará a cabo una prueba dieléctrica a través del dispositivo en paralelo en circuito abierto para confirmar el cumplimiento de que el dispositivo del sistema de interconexión es capaz de soportar un 220% de la tensión nominal del sistema.

- **Condición de operación en isla involuntaria**

Se llevará a cabo una comprobación o verificación en el terreno de que se cumple el requisito de que “la planta deberá estar facultada para que se detecte la operación en isla y deberá desenergizar el área del sistema eléctrico en un tiempo máximo de dos segundos después de darse la condición de operación en isla”.

- **Limitación de inyección de componentes dc**

El Recurso Distribuido se probará para confirmar que no inyecte una corriente continua superior 5% de la corriente nominal máxima de salida en el punto de conexión.

- **Armónicos**

La prueba verifica el cumplimiento de los requerimientos de la Tabla 5.

Tabla 5 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente

Componente armónica de orden h (impares)	h < 11	11 ≤ h<17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	Distorsión Total Demanda
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	0.5

*I= La mayor de las corrientes de las demandas máximas del sistema local medidas durante 15 o 30 min sin la presencia en este caso de la planta solar o la capacidad de corriente nominal de la planta solar en el punto de conexión (cuando existe un transformador entre la planta solar y el punto de conexión).

*Inclusive se acostumbra limitar los armónicos un 25% más que los armónicos mostrados

El Recurso Distribuido deberá funcionar en paralelo con una fuente de tensión predominantemente inductiva con una corriente de cortocircuito (ISC) no inferior a 20 veces la corriente de salida nominal del Recurso Distribuido a la frecuencia fundamental. La tensión y la frecuencia de salida de la fuente de tensión deben corresponder a la tensión y frecuencia nominal del Recurso Distribuido.

La forma de onda de tensión descargada producida por el sistema eléctrico o la fuente de tensión de la red eléctrica simulada deberá tener una distorsión armónica total (THD) inferior al 2,5%.

El Recurso Distribuido debe operar durante la prueba con una corriente de carga - IL al 33%, al 66% y, finalmente, a un nivel cercano al 100% de la corriente nominal de salida. Se debe usar en este caso la distorsión total de corriente nominal (TRD) en lugar de TDD. TRD es el valor rms total de la suma de los armónicos de corriente creados por la unidad de Recurso Distribuido que opera en una carga balanceada lineal dividida por la mayor de la demanda de corriente de carga de prueba (IL) o la capacidad de corriente nominal de la unidad de Recurso Distribuido (Irated). Las inyecciones de corriente armónica serán exclusivas de cualquier corriente armónica debida a la distorsión armónica de tensión presente en la red eléctrica sin el Recurso Distribuido conectado.

3.1.1.11. Protecciones

De los requerimientos dados en las secciones anteriores se despliegan algunas de las siguientes funciones de protecciones que son requeridas:

- Funciones de disparo por sobre y baja tensión.
- Funciones de disparo por sobre y baja frecuencia.
- Función de retardo para la reconexión.
- Función para evitar la formación de isla indeseada, que permita la desconexión en un tiempo máximo de 2 segundos.

Adicionalmente, la guía de aplicación del estándar IEEE 1547.2 2008 da las siguientes funciones de protecciones típicas, dependiendo del tamaño del recurso distribuido y del número de fases (IEEE, 2008).

Tabla 6. Funciones de relé

Función y número de dispositivo estándar IEEE	Descripción
Verificación de sincronismo (25)	Un relé de control de sincronismo permite el paralelismo de dos circuitos que están dentro de los límites prescritos de magnitud de tensión, ángulo de fase y frecuencia.
Sobre/baja tensión (59/ 27)	Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada excede un valor predeterminado (59).
Corriente de secuencia de fase negativa (46)	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de corriente polifásica en la secuencia de fase deseada, cuando la corriente de secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido
tensión de secuencia de fase negativa (47)	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de tensión polifásico en la secuencia de fase deseada, cuando la tensión en secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido.
Sobre/baja tensión neutro (59G/ 27G)	Un dispositivo instalado para detectar específicamente la tensión en el neutro de una fase trifásica que actúa cuando su tensión de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada excede un valor predeterminado (59)
Direccional de sobrecorriente (67)	Un dispositivo que funciona a un valor deseado de sobrecorriente de corriente alterna que fluye en una dirección predeterminada
Instantáneo de sobrecorriente de fase (50)	Un dispositivo que funciona sin retardo de tiempo intencional o coordinado cuando la corriente excede un valor preestablecido
Sobrecorriente de neutro (50/51N)	Un dispositivo que funciona con un retardo de tiempo coordinado cuando la corriente excede un valor predeterminado
Sobrecorriente de fase (51)	Un dispositivo que funciona cuando la corriente de entrada AC excede un valor predeterminado, y en el que la corriente de entrada y el tiempo de funcionamiento están relacionados inversamente a través de una porción sustancial del rango de rendimiento
Baja corriente o baja potencia (37)	Un dispositivo que funciona cuando la corriente o el flujo de potencia disminuyen por debajo de un valor predeterminado.
Tensión - sobrecorriente restringida (51V)	Un relé de sobrecorriente que cambia su sensibilidad en función de los distintos niveles de tensión
Sobre/baja frecuencia (81 U/O)	Un dispositivo que responde a la frecuencia de una cantidad eléctrica y funciona cuando la frecuencia excede o es menor que un valor predeterminado
Transformador diferencial (87T)	Dispositivo que funciona con un porcentaje, o un ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos o más corrientes u otras magnitudes eléctricas

3.1.2. IEEE 929-2000

El estándar IEEE 929-2000 IEEE “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems” aplica para los sistemas fotovoltaicos residenciales, interconectados y que operan en paralelo con la red, con una potencia nominal de 10 kW o menos (IEEE, 2000).

Para propósitos de contextualizar este estándar se extraen ciertos numerales relevantes y se adaptan los términos y definiciones correspondientes al sistema eléctrico en Colombia.

3.1.2.1. Rango de operación normal de tensión

Esta norma trata el rango de operación normal de tensión en el Numeral 4.1 considerando que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica no regulan la tensión, sino que inyectan corriente en la red eléctrica. Por lo tanto, el rango de operación de tensión para los inversores fotovoltaicos se selecciona como una función de protección que responde a condiciones de servicio anormales, no como una función de regulación de tensión.

Evidentemente, una gran cantidad de esta inyección de corriente tiene el potencial de afectar la tensión de la red eléctrica. Mientras la magnitud de la inyección de corriente de los sistemas fotovoltaicos en una línea permanezca menor que la carga en esa línea, los dispositivos de regulación de tensión continuarán funcionando normalmente. Si la inyección de corriente fotovoltaica en una línea de servicio excede la carga en esa línea, entonces se requiere una acción correctiva, ya que los dispositivos de regulación de tensión normalmente no tienen capacidad de detección de corriente direccional.

3.1.2.2. Sistemas pequeños (≤ 10 kW)

Para los sistemas fotovoltaicos pequeños (≤ 10 kW) en Numeral 4.1.1 del estándar, se tiene que estos sistemas deben de ser capaces de operar dentro de los límites normales el sistema eléctrico. Tanto para el servicio interconectado como para el sistema fotovoltaico, el rango de operación debe ser tal que se minimicen los disparos intempestivos. El rango de operación de estos pequeños sistemas fotovoltaicos es de 106-132 V sobre una base de 120 V, es decir, 88-110% de la tensión nominal. Esta gama resulta en puntos de disparo a 105 V y a 133 V.

En la práctica, el punto de disparo de 133 V está relacionado con la tensión de PCC (Punto de conexión común), que no es necesariamente la tensión del terminal del inversor. Si la instalación del inversor está eléctricamente lo suficientemente cerca del PCC para permitir una diferencia de tensión insignificante entre el inversor y el PCC, entonces el punto de disparo de 133 V se aplicará tanto a los terminales del inversor como al PCC. Sin embargo, algunos sistemas pueden tener restricciones de instalación que no permiten una diferencia de tensión insignificante entre el inversor y el PCC.

La recomendación de esta cláusula es que el inversor deje de energizar las líneas de servicio siempre que la tensión en el PCC se desvíe del rango de funcionamiento admisible de tensión de 106-132 V.

3.1.2.3. Sistemas intermedios y grandes sistemas

Para los sistemas intermedios y grandes sistemas, en el Numeral 4.1.2 el estándar expone que las redes de servicio pueden tener rangos de tensión de operación específicos para sistemas fotovoltaicos intermedios y grandes, y pueden requerir ajustes de tensión de operación ajustables para los sistemas más grandes. En ausencia de tales requisitos, deben seguirse los principios de funcionamiento entre el 88% y el 110% de la tensión de interconexión apropiada.

3.1.2.4. Flicker

Cualquier parpadeo de tensión (Numeral 4.2) resultante de la conexión del inversor al sistema de servicios públicos en el PCC no debe exceder los límites definidos por el límite máximo de la curva de irritación identificada en IEEE Std 519-1992. Este requisito es necesario para minimizar los efectos adversos de tensión a otros clientes en el sistema de servicios públicos.

3.1.2.5. Frecuencia

En relación con la frecuencia, en el numeral 4.3, se tiene que la frecuencia del sistema y la del sistema fotovoltaico debe funcionar en sincronía. Los pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en Norteamérica deberían tener un rango de frecuencia de operación fijo de 59.3-60.5 Hz. Los sistemas instalados en otro país deben seguir los estándares de los rangos de operación de frecuencia de ese país. Los pequeños sistemas de servicios públicos aislados, como suelen encontrarse en islas y en zonas remotas, pueden requerir rangos de mayor frecuencia para estos sistemas pequeños, debido a las frecuentes desviaciones de frecuencia. En estos casos se pueden requerir ajustes de frecuencia de operación ajustables para sistemas intermedios y grandes.

3.1.2.6. Distorsión de la forma de onda

La salida del sistema fotovoltaico debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para asegurar que no se causen efectos adversos a otros equipos conectados al sistema de servicios públicos, según lo expuesto en el numeral 4.4 del estándar. La salida eléctrica del sistema fotovoltaico en el PCC debe cumplir con la Cláusula 10 de IEEE Std 519-1992 y debe utilizarse para definir los niveles aceptables de distorsión para sistemas fotovoltaicos conectados a una empresa de servicios públicos. Los principales requisitos de esta cláusula son los siguientes:

- La distorsión de la corriente armónica total será inferior al 5% de la corriente de frecuencia fundamental a la salida del inversor nominal.
- Cada armónico individual se limitará a los porcentajes enumerados en la Tabla 7. Los límites de la Tabla 7 son un porcentaje de la frecuencia fundamental de corriente a la salida completa del sistema. Los armónicos pares en estos rangos serán <25% de los límites de armónicos impares enumerados.

Tabla 7 Límites de distorsión recomendados en IEEE std 519-1992 para convertidores de 6 pulsos

Componente armónica de orden h (impares)	Porcentaje (%)
h < 11	4.0
11 ≤ h<17	2.0
17 ≤ h < 23	1.5
23 ≤ h < 35	0.6
35 ≤ h	0.3

Estos requisitos son para convertidores de seis pulsos y situaciones de distorsión general. IEEE Std 519 da una fórmula de conversión para convertidores con números de pulso mayores de seis.

3.1.2.7. Factor de potencia

El factor de potencia del sistema fotovoltaico debe funcionar con un valor mayor a 0.85 (retrasado o adelantado), según el numeral 4.5 de la guía, cuando la salida es mayor al 10% de la capacidad nominal. La mayoría de los inversores fotovoltaicos diseñados para el servicio interconectado operan cerca del factor de potencia unitario. Los sistemas especialmente diseñados que proporcionan compensación de la potencia reactiva pueden operar fuera de este límite con la aprobación respectiva para ello.

3.1.2.8. Respuesta ante condiciones anormales de servicio

En relación con la operación en condiciones anormales, se requiere, según el numeral 5.1 del estándar IEEE 929, la respuesta del sistema fotovoltaico conectado a la red. Esta respuesta es para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento de la red pública y del público en general, así como para evitar daños en equipos conectados, incluido el sistema fotovoltaico. Las condiciones anormales de utilidad son las variaciones de tensión y frecuencia por encima o por debajo de los valores de 88-110% de la tensión nominal y de 59.3-60.5 Hz en frecuencia (en Norteamérica) y también la desconexión completa del servicio, presentando la posibilidad de una isla de recursos distribuidos.

En sí el sistema fotovoltaico debe detectar las condiciones del servicio y dejar de energizar la red cuando lo valores de tensión y frecuencia salen de los rangos normales de operación; también cuando se presente una condición de operación en isla o cuando se detecte un inyección de corriente DC excesiva.

Perturbaciones de tensión

El inversor debe detectar la perturbación de tensión y responder. Las condiciones de la Tabla 8 se deben cumplir con los valores rms de tensión medidas en el punto de conexión común (PCC).

Los límites se dan bajo la base de 120 V y en porcentaje para las tensiones diferentes.

Tabla 8 Límites de distorsión recomendados en IEEE std 519-1992 para convertidores de 6 pulsos

Rango de tensión (PCC)	Tiempos máximo de disparo
V < 60 (V < 50 %)	2 ciclos
60 ≤ V < 106 (50 %≤ V < 88%)	120 ciclos
106 ≤ V ≤ 132 (88 %≤ V ≤ 110%)	Operación normal
132 < V < 165 (110 %<V < 137%)	120 ciclos
165 ≤ V (137% ≤ V)	2 ciclos

Tiempo máximo: tempo comprendido entre el inicio de la condición anormal y la desconexión

Perturbaciones de frecuencia

Los sistemas fotovoltaicos pequeños deben tener un rango de frecuencia fijo de 59.3-60.5 Hz. Los puntos de prueba para determinar el funcionamiento correcto de la función de disparo de frecuencia deben ser 59.2 Hz y 60.6 Hz. Para sistemas intermedios y grandes, pueden requerir la capacidad de ajustar el rango de frecuencia de operación para circunstancias especiales.

Cuando la frecuencia de servicio está fuera del rango de 59.3-60.5 Hz, el inversor debe dejar de activar la línea de servicio dentro de seis ciclos.

Protección de isla

En las características anti-isla requeridas del inversor fotovoltaico se debe asegurar que el inversor deje de energizar la línea de servicio cuando el inversor está sometido a condiciones de isla.

Los sistemas fotovoltaicos están protegidos contra la gran mayoría de las situaciones de isla potencial mediante esquemas de detección de tensión y frecuencia. Sin embargo, es posible que para una sección de línea, que ha sido aislada del servicio y que contiene un balance de carga y generación del sistema fotovoltaico, circunstancias que permitan el funcionamiento continuo del sistema fotovoltaico. Tales circunstancias requerirían un equilibrio de carga a generación de modo que tanto la frecuencia como la tensión permanezcan dentro de los límites de disparo descritos, aunque tal balance de carga es percibido como un evento de baja probabilidad, el impacto potencial de tal ocurrencia es suficientemente grande como para que esta isla de recursos distribuidos haya sido objeto de numerosos estudios y muchas investigaciones.

Reconexión después de una perturbación del servicio

Después de un evento donde el servicio queda por fuera de límites, causando que el sistema fotovoltaico deje de energizar la línea de servicio, para la reconexión del sistema fotovoltaico se debe esperar hasta que la tensión y la frecuencia normales han sido mantenidos por la empresa de servicios públicos durante un mínimo de 5 minutos continuos, momento en el que el inversor se le permite volver a conectar automáticamente al sistema de la empresa de servicios públicos.

Inyección de corriente DC

El sistema fotovoltaico no debe inyectar corriente DC mayor al 0.5% de la corriente de salida nominal del convertidor en la interfaz AC, ya sea bajo condiciones normales o anormales de operación.

Interruptor de desconexión de la interfaz con la red

Un interruptor de desconexión de interfaz con la red es un interruptor de desconexión manual, con bloqueo de carga, que proporciona una indicación clara de la posición del interruptor y es visible y accesible para los trabajadores de servicios públicos.

Cuando se requiere un interruptor de desconexión de interfaz con la red, es para permitir que los trabajadores de la empresa de servicios públicos desconecten el sistema fotovoltaico del sistema eléctrico en caso de ser necesario para un trabajo seguro en la línea de servicio.

Existen dos situaciones en las que las empresas de servicios públicos pueden optar por no requerir un interruptor de desconexión de interfaz con la red:

- Si una empresa tiene procedimientos operativos que no requieren este tipo de interruptor para sistemas fotovoltaicos.
- Cuando se utilizan inversores no autónomos certificados.

3.1.3. IEC 61727: 2004

El estándar internacional IEC 61727 - "Photovoltaic (PV) systems –Characteristics of the utility interface" aplica para los sistemas de energía fotovoltaica (PV) interconectados a la red, que funcionan en paralelo con la red eléctrica y que utilizan inversores estáticos de estado sólido para la conversión DC a AC que no operan en modo isla. Esta norma describe recomendaciones específicas para sistemas con una clasificación de 10 kVA o menos, los cuales son utilizados en sistemas residenciales individuales de una o tres fases. Este estándar se aplica a la interconexión con el sistema de distribución de baja tensión (IEC, 2004).

Un tema importante a tener en cuenta es que el estándar IEC 61727 no se ocupa de la compatibilidad electromagnética o los mecanismos de protección contra la isla.

Para propósitos de contextualizar este estándar se extraen ciertos numerales relevantes y se adaptan los términos y definiciones correspondientes al sistema eléctrico en Colombia.

3.1.3.1. Compatibilidad con la red

La calidad de la energía suministrada por el sistema fotovoltaico para las cargas de AC y para la energía suministrada a la compañía eléctrica, se rige por prácticas y estándares de tensión, parpadeo, frecuencia, armónicos y factor de potencia. La desviación de estos estándares representa condiciones fuera de límites y puede requerir que el sistema fotovoltaico detecte la desviación y se desconecte adecuadamente del sistema de servicios públicos.

Todos los parámetros de calidad de potencia (tensión, parpadeo, frecuencia, armónicos y factor de potencia) se deben medir en el punto de conexión común, a menos que se especifique lo contrario.

3.1.3.2. La tensión, corriente y frecuencia

La tensión, la corriente y la frecuencia de AC del sistema fotovoltaico serán compatibles con el sistema de servicios públicos.

3.1.3.3. Rango de operación normal de tensión

Los sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica normalmente no regulan la tensión, inyectan corriente en la red pública. Por lo tanto, el rango de funcionamiento de la tensión para inversores fotovoltaicos se selecciona como una función de protección que responde a condiciones anormales del servicio, no como una función de regulación de tensión.

3.1.3.4. Flicker

El funcionamiento del sistema fotovoltaico no debe causar un parpadeo de tensión superior a los límites establecidos en las secciones relevantes de IEC 61000-3-3 para sistemas menores de 16 A o IEC 61000-3-5 para sistemas con corriente de 16 A o superior.

3.1.3.5. Inyección de DC

El sistema fotovoltaico no debe inyectar corriente continua superior al 1% de la corriente nominal de salida del inversor, en la interfaz de AC de la red pública bajo ninguna condición de operación.

3.1.3.6. Rango de operación normal de frecuencia

El sistema fotovoltaico funcionará en sincronismo con el sistema de servicio, y dentro de los límites de disparo de frecuencia definidos (± 1 Hz por un tiempo menor a 0.2 segundos).

3.1.3.7. Armónicos y distorsión de la forma de onda

Son deseables bajos niveles de armónicos de corriente y tensión; los niveles armónicos más altos aumentan los efectos adversos en los equipos conectados.

Los niveles aceptables de armónicos de la tensión y corriente dependen de las características del sistema de distribución, tipo de servicio, cargas conectadas y las prácticas de servicios establecidas.

La salida del sistema fotovoltaico debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para garantizar que no se produzcan efectos adversos a otros equipos conectados al sistema de servicios públicos.

La distorsión armónica total de la corriente debe ser inferior al 5% en la salida nominal del inversor. Cada armónico individual se limitará a los porcentajes enumerados en la Tabla 9.

Los armónicos pares en estos rangos serán inferiores al 25% de los límites de armónicos impares enumerados.

Tabla 9 Límites de distorsión de corriente IEC 61727

Armónicos impares	Límite de distorsión
Del 3 al 9	Menos del 4,0%
Del 11 al 15	Menos del 2,0%
Del 17 al 21	Menos del 1,5%
Del 23 al 33	Menos del 0,6%
Armónicos pares	**Límite de distorsión**
Del 2 al 8	Menos del 1,0%
Del 10 al 32	Menos del 0,5%

3.1.3.8. Factor de potencia

El sistema fotovoltaico tendrá un factor de potencia mayor que 0.9 en atraso, cuando la salida supere el 50% de la potencia nominal a la salida del inversor.

NOTA 1: Los sistemas diseñados especialmente para proporcionan compensación de potencia reactiva pueden operar fuera de este límite con la correspondiente aprobación.

NOTA 2: La mayoría de los inversores fotovoltaicos diseñados para el servicio interconectado funcionan cerca del factor de potencia unitario.

3.1.3.9. Pérdida de la tensión de la red

Para evitar la operación en isla, el sistema fotovoltaico conectado a una red pública dejará de energizar el sistema dentro de los límites de tiempo especificados, cuando la red pública se encuentre desenergizada, independientemente de las cargas conectadas u otros generadores.

Una línea de distribución de servicios públicos puede desenergizarse por varios motivos. Por ejemplo, una apertura del interruptor de la subestación debido a condiciones de falla o la línea de distribución desconectada durante el mantenimiento.

3.1.3.10. Sobre / baja tensión y frecuencia

Pueden surgir condiciones anormales en el sistema que requieren una respuesta del sistema fotovoltaico conectado. Esta respuesta está orientada a garantizar la seguridad del personal de mantenimiento de la empresa de servicios públicos y del público en general, así como evitar daños al equipo conectado, incluido el sistema fotovoltaico. Las condiciones de servicio anormales de interés son las variaciones de tensión y frecuencia por encima o por debajo de los valores indicados en este numeral, y la desconexión completa del servicio que representa el potencial de una operación isla de recursos distribuidos.

Sobre/baja tensión

Cuando la tensión de la red se desvía fuera de las condiciones especificadas en la Tabla 10, el sistema fotovoltaico dejará de energizar el sistema de distribución. Esto se aplica a cualquier fase de un sistema multifásico.

El sistema detectará una tensión anormal y responderá. Se deben cumplir las siguientes condiciones, con voltajes RMS medidos en el punto de conexión de la red servicios públicos.

Tabla 10 Respuesta a voltajes anormales IEC 61727

Tensión (en el punto de conexión con la red)	Máximo tiempo de aclaración
V < 0,5 x Vnominal	0,1 seg
50 % ≤ V < 85 %	0,2 seg
85 % ≤ V ≤ 110 %	Operación Continua

110 % < V < 135 %	2,0 seg
135 % ≤ V	0,05 seg

El tiempo de aclaración se refiere al tiempo entre la condición anormal y el tiempo que el inversor que deja de energizar la línea de servicio. Los circuitos de control del sistema fotovoltaico permanecerán conectados a la red, para permitir la detección de las condiciones eléctricas de la red y para ser usada nuevamente mediante la función "reconectar".

Sobre/baja frecuencia

Cuando la frecuencia de la red se desvía fuera de las condiciones especificadas, el sistema fotovoltaico dejará de energizar la línea de servicios públicos. La unidad no tiene que dejar de energizar la red si la frecuencia vuelve a la condición de operación normal dentro del tiempo de aclaración especificado.

Cuando la frecuencia de la red está fuera del rango de ± 1 Hz, el sistema fotovoltaico dejará de energizar la línea de servicio dentro de 0.2 seg. El propósito de este rango y el retardo de tiempo es permitir la operación continua de perturbaciones a corto plazo y evitar las molestias por el disparo excesivo en condiciones débiles del sistema.

3.1.3.11. Protección de isla

El sistema fotovoltaico debe dejar de energizar la línea de servicios públicos en un plazo de 2 seg después de la pérdida de servicio en la red eléctrica dándose la condición de isla.

3.1.3.12. Respuesta ante la recuperación del servicio en la red

Después de una condición en la que las variables de la red queden de fuera de rango causando que el sistema fotovoltaico deje de energizar la red, el sistema fotovoltaico no debe energizar la línea de servicios públicos durante 20 seg a 5 min después de que la tensión y la frecuencia del servicio público se hayan recuperado dentro de los rangos especificados.

3.2. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ALEMANIA

Con una capacidad instalada del orden de 200 GW y una participación importante de la generación solar fotovoltaica, alrededor del 20%, el Sistema Eléctrico Alemán es la primera referencia. Los requisitos para conexión de la generación que se incluyen seguidamente son tomados del Código de Transmisión 2007, “Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007”, es decir, de la “Asociación de Operadores de Red” del Sistema Eléctrico y así se citará la referencia (VDEW, 2007).

De la fuente indicada se incluyen cuatro bloques de requisitos para ilustración y análisis los cuales comprenden Requisitos para la Conexión de Generación Convencional, Requisitos para la conexión de Generación Fotovoltaica a la Red de Alta Tensión, Guía para la conexión de Generación Fotovoltaica en Media Tensión y Guía para la conexión de Generación Fotovoltaica en Baja Tensión.

3.2.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

- *Los requisitos de conexión están contenidos en los acuerdos entre el operador de red y el generador con base en el Código de Transmisión:*
- *Las instalaciones de conexión del generador no deben generar riesgo a la operación de las instalaciones existentes ni causar perturbaciones inaceptables a la red.*
- *El dueño de la conexión deberá proporcionar al transmisor todos los datos técnicos y operativos requeridos para la evaluación de la conexión de red.*
- *La nueva conexión deberá permitir que se mantenga el criterio N-1 en cualquiera de los casos evaluados para la red de transmisión.*
- *El transmisor debe acordar con el dueño de la conexión el esquema de mantenimiento de la red de conexión.*
- *Si el punto de conexión a la red es inapropiado, el transmisor debe proponer medidas para habilitar la elegibilidad de un nuevo punto de conexión.*
- *El transmisor debe determinar un esquema de conexión a la red para el generador con los siguientes datos técnicos:*
    - Capacidad de la conexión.
    - Tensiones de operación máxima y mínima.
    - Naturaleza y volumen del intercambio de potencia reactiva.
    - Corrientes máxima y mínima de cortocircuito.
    - Capacidad de corriente exigible al interruptor.
    - Método de conexión de puesta a tierra.
    - Esquemas de protecciones.
    - Condiciones de sincronismo automático.
    - Componentes armónicas y flicker.
    - Esquema de control de Tensión.
    - Comportamiento bajo condiciones de falla sostenida.
    - Servicios auxiliares requeridos.
    - Medida, monitoreo y uso de sistemas de información.
    - Coordinación de aislamiento.

3.2.1.1. Control de Potencia Activa

Regulación Primaria: *Como requisito para conexión a la red, toda unidad de generación con capacidad nominal mayor o igual a 100 MW debe participar en la regulación primaria de frecuencia. El Transmisor puede modificar este requerimiento para unidades individuales, y por tanto, las unidades de generación con una capacidad nominal inferior a 100 MW podrán ser llamadas a prestar este servicio. Las condiciones para regulación primaria son:*

- *La banda de regulación primaria debe ser al menos ± 2 % de la capacidad nominal de potencia activa y será activada por decisión del Transmisor.*

- *La unidad de generación deberá activar la potencia total de regulación primaria en un lapso de 30 segundos a una frecuencia estable con una desviación de ± 200 mHz y mantener el suministro por lo menos durante 15 minutos.*
- *En caso de desviaciones menores de frecuencia la misma tasa de cambio de potencia aplicará hasta que la potencia requerida sea alcanzada.*
- *Para regulación primaria la precisión de la medida de frecuencia debe estar por debajo de ± 10 mHz.*
- *Se acordará con el Transmisor una banda muerta flexible y su configuración.*
- *La característica Potencia–Frecuencia y su pendiente será ajustada a las especificaciones del Transmisor.*

Todas las unidades de generación que cumplan los requisitos técnicos y de operación necesarios pueden prestar servicios complementarios y participar en el mercado de regulación primaria de frecuencia.

Las unidades de generación que no participan en la regulación primaria de frecuencia y las que no puedan funcionar en regulación primaria deberán reducir su entrega de potencia para frecuencias de red de 50.2 Hz y superiores con una pendiente de 4 a 8%.

Regulación Secundaria de Frecuencia: *Todas las unidades de generación que cumplan los requisitos técnicos y operativos necesarios pueden prestar servicios complementarios y están habilitadas para participar en la regulación secundaria de frecuencia y en la reserva rodante de minutos.*

Los requerimientos relacionados con la reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia, la reserva rodante de minutos, la banda de control secundario, la tasa de cambio y la tasa de incidencia de los cambios de potencia, la duración de la parada y la disponibilidad técnica son determinados por el Operador del Sistema de Transmisión (TSO, por su sigla en inglés), según el documento "Annex D3: Prequalification documents for provision of minutes power reserve (status: 24/08/2007)."

Control de Potencia Activa y respuesta de frecuencia:

- "Cada unidad de generación debe ser capaz de operar a potencia reducida entre un valor mínimo acordado con el transmisor y la capacidad nominal.
- Cada unidad de generación debe ser capaz de realizar cambios de al menos 1% Pn/min en términos de la capacidad nominal, Pn, en todo el espectro entre la potencia mínima técnica y la potencia de salida máxima cuando no preste servicios complementarios al sistema.
- Cualquier variación con relación a la potencia nominal estará comprendida entre el mínimo valor de potencia de generación en estado estable y el despacho de potencia continuo."

Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución lenta: La Figura 16 ilustra los **"***requisitos de alimentación de las unidades generadoras a la red que se deben garantizar durante periodos específicos en función de la frecuencia y de la tensión de la red frente a eventos mayores y lentos en la evolución de la frecuencia, denominados*

de evolución cuasiestacionaria porque el gradiente de frecuencia es menor del 0,5% fn/min; y el gradiente de tensión es menor de 5% Vn/min:"

- Si la frecuencia de sistema está en la franja de 49.5-50.2 Hz las unidades de generación deben aportar a la red su potencia nominal.
- Frecuencias mayores a 50.2 Hz se consideran estados de operación inadmisibles y las unidades de generación deben contribuir con la regulación primaria reduciendo su generación hasta en un 20% con un estatismo del 5%.

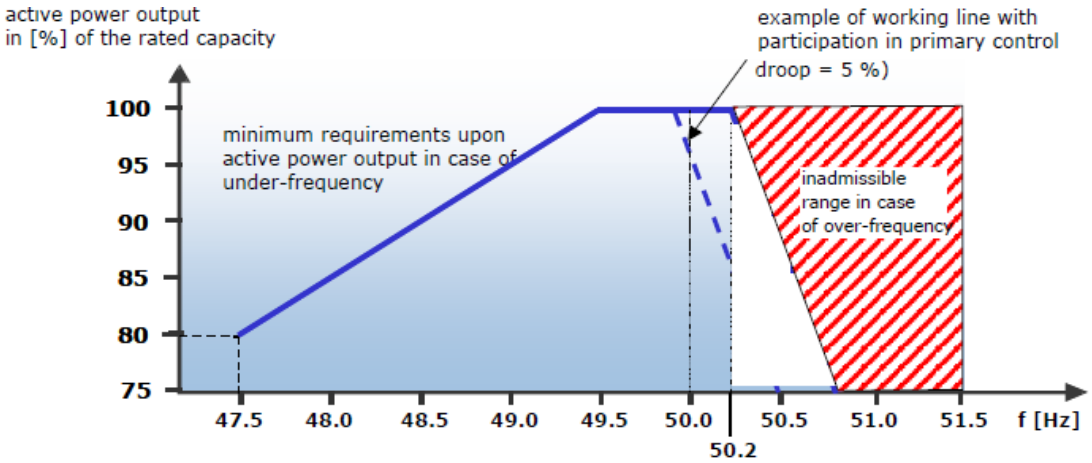


Figura 16. Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución lenta. (VDEW, 2007)

- Por la naturaleza de la generación y su operación en condiciones de baja frecuencia, en el rango de frecuencias de 47.5-49.5 Hz la potencia generada debe ser mayor del 80% de la capacidad máxima en su punto de frecuencia mínima permisible y mantenerse por encima de la curva indicada como aporte esperado.

Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución rápida sin actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia –EDAC-:

- Como lo indica la Figura 17, las unidades de generación deberán mantener su entrega de potencia en el valor nominal frente a desviaciones rápidas de la frecuencia hasta valores cercanos a 49.0 Hz con duraciones no mayores a 20 s y con recuperación esperada a condiciones normales en los siguientes 40 s.
- Para desbalances mayores el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia inicia su operación con la primera etapa a los 49 Hz.

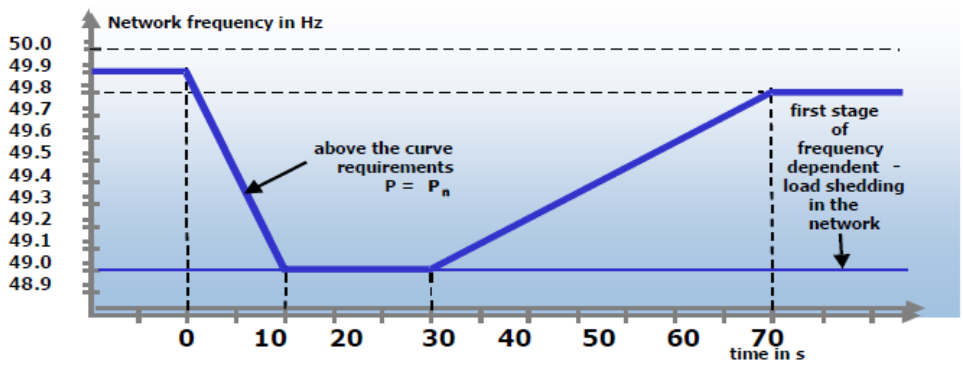


Figura 17. Requerimientos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución rápida sin actuación del EDAC (VDEW, 2007)

Rangos operativos de frecuencia y tensión: En la Figura 18 se ilustran de manera integrada los Rangos operativos de frecuencia y tensión del Sistema Eléctrico Alemán indicando que para condiciones en las cuales se excedan desfavorablemente estos valores se pueden desconectar las unidades de generación del sistema mediante el sistema de protecciones. Además, las tensiones nominales de la red son 380 kV, 220 kV y 110 kV y el margen considerado es del orden de ± 15%.

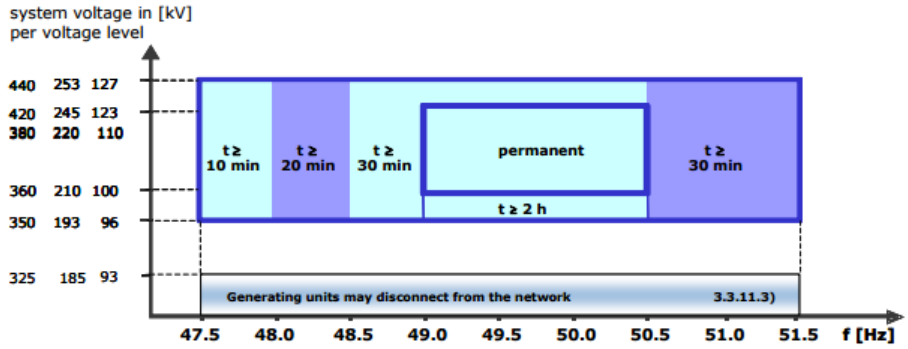


Figura 18. Rangos operativos de frecuencia y tensión del Sistema Eléctrico Alemán (VDEW, 2007)

Contrasta el valor de 50.5 Hz en la banda de frecuencia permanente al haber indicado atrás que se toman acciones de reducción de generación cuando la frecuencia alcanza el umbral de 50.2 Hz.

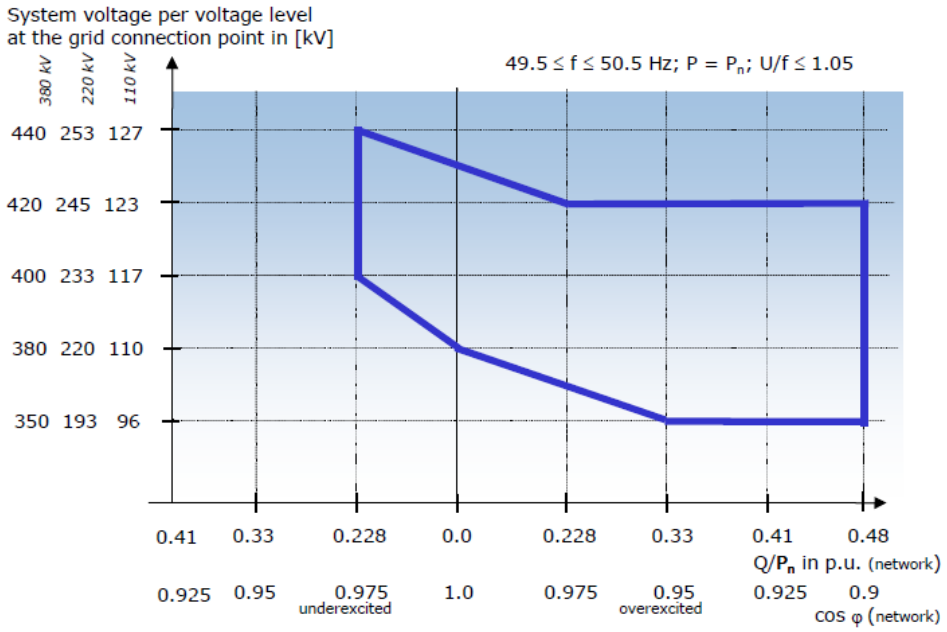
3.2.1.2. Control de Tensión

El control de tensión del generador deberá responder de forma inmediata a las variaciones alrededor del valor objetivo de tensión, resultado de la operación.

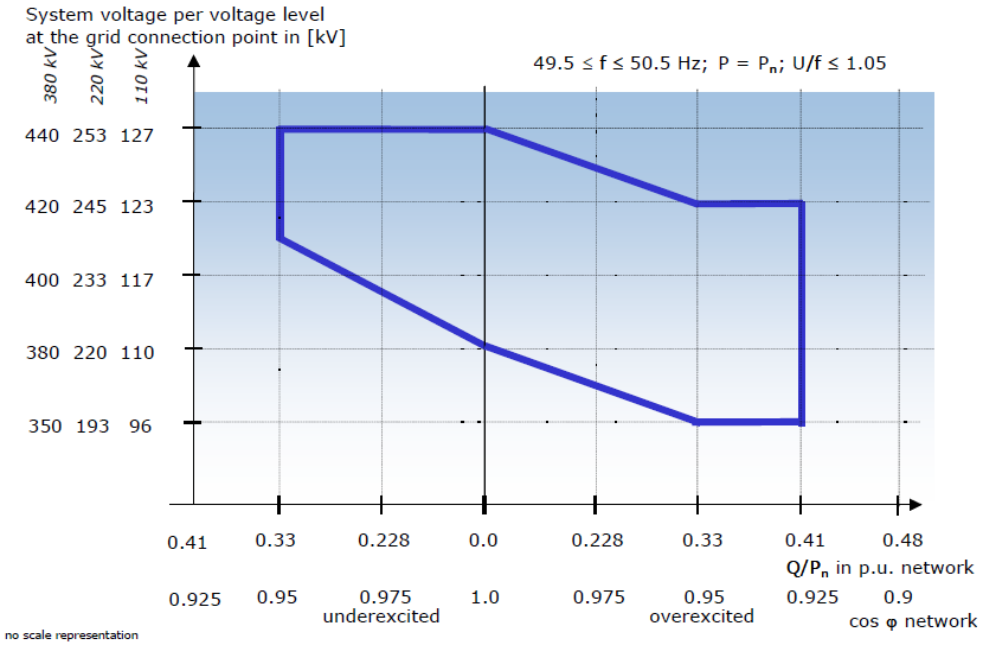
Generación de potencia reactiva: *Cada unidad de generación nueva que se conecte a la red deberá cumplir con los requerimientos ilustrados en la* Figura 19 *para el control de tensión en el punto de conexión. El Transmisor selecciona una de las tres alternativas presentadas según las condiciones de la red del área de influencia para la determinación de los rangos de potencia reactiva, y la unidad generadora debe ser capaz de pasar repetidamente, y en pocos minutos, a través del rango acordado*

manteniendo la generación de potencia activa en el valor nominal. En caso de ser necesario, el operador de red puede establecer un rango de potencia reactiva diferente.

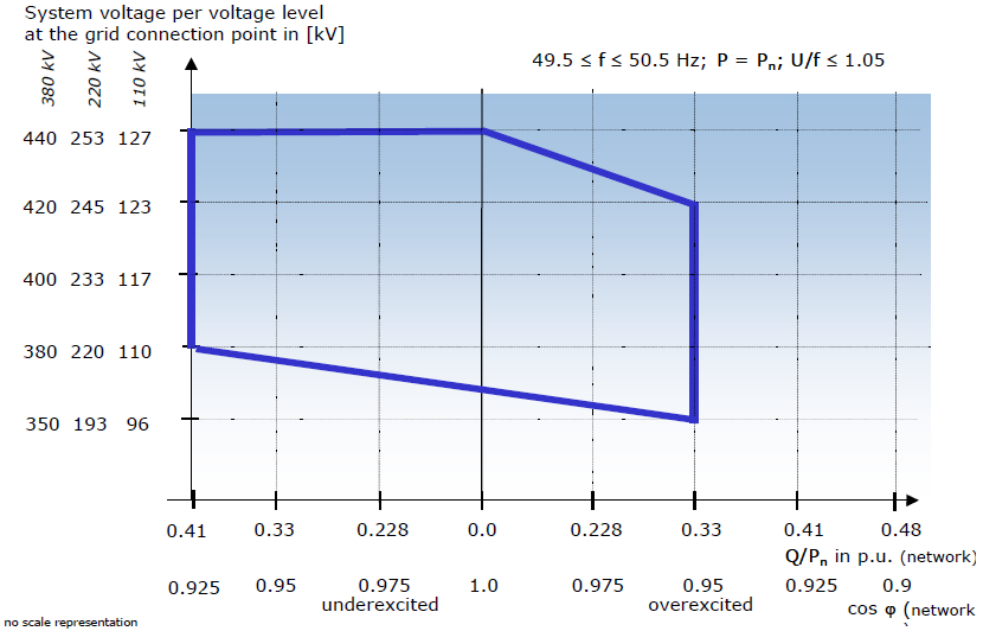
Control de Tensión, Alternativa 1: Para unas condiciones de red con altas necesidades de reactivos, como en demanda máxima, la unidad operando a su capacidad nominal de potencia activa y en la franja de frecuencias 49.5 – 50-5 Hz, se le solicita a la unidad de generación operar su potencia reactiva Q en una franja de factor de potencia entre 0.9 de generación y 0.975 de absorción. En por unidad de la capacidad de potencia activa de la unidad de generación, la franja de potencia reactiva (Q/Pn) comprende desde 0.48 en generación hasta 0.228 en absorción para una franja equivalente del orden del 70%.



Alternativa 1



Alternativa 2



Alternativa 3

Figura 19. Alternativas de Control de Tensión según condiciones de la red (VDEW, 2007)

Control de Tensión, Alternativa 2: Para condiciones de red menos exigentes en reactivos, como en demanda media, la unidad operando a su capacidad nominal de potencia activa y en la franja de frecuencias 49.5 – 50-5 Hz, se le solicita a la unidad de generación operar su potencia reactiva Q en una franja de factor de potencia entre 0.925 de generación y 0.95 de absorción.

En por unidad de la capacidad de potencia activa de la unidad de generación, la franja de potencia reactiva (Q/Pn) comprende desde 0.41 en generación hasta 0.33 en absorción para una franja equivalente también del orden del 70%.

Control de Tensión, Alternativa 3: Para condiciones de red con excedentes reactivos que deben ser controlados, como en demanda mínima, la unidad operando a su capacidad nominal de potencia activa y en la franja de frecuencias 49.5 – 50-5 Hz, se le solicita a la unidad de generación operar su potencia reactiva Q en una franja de factor de potencia entre 0.95 de generación y 0.925 de absorción. En por unidad de la capacidad de potencia activa de la unidad de generación, la franja de potencia reactiva (Q/Pn) comprende desde 0.33 en generación hasta 0.41 en absorción para una franja equivalente también del orden del 70%.

3.2.1.3. Protecciones

Las protecciones eléctricas de la unidad generadora tendrán prioridad sobre los controles operativos como control de tensión y sistema de excitación, y desconectarán la unidad generadora de la red frente a estados operativos inaceptables.

Los esquemas de protección y los ajustes relevantes, tanto en la red como en la unidad generadora, deben ser acordados entre el Transmisor y el operador de la unidad generadora considerando:

- *Niveles de cortocircuito.*
- *Desbalances de carga.*
- *Sobrecarga del estator y del rotor.*
- *Sobreexcitación / subexcitación.*
- *Sobretensión / Baja tensión.*
- *Desbalances de tensión.*
- *Oscilaciones en la red.*
- *Sobrefrecuencia y baja frecuencia.*
- *Operación asíncrona.*
- *Potencia inversa.*
- *Falla en esquemas de protección.*
- *Protecciones de respaldo.*
- *Esquemas de protección de etapa final.*

3.2.2. REQUISITOS APLICABLES A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE ALTA TENSIÓN

El Código de Transmisión establece las condiciones que deben cumplir las plantas generadoras con fuentes de energía renovables y en lo que sigue se aplicarán a la generación solar fotovoltaica conectada a la red de alta tensión.

3.2.2.1. Control de Potencia Activa

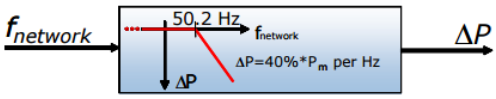
Las unidades de generación fotovoltaica deben ser capaces de controlar su potencia activa generada desde cualquier punto de trabajo hasta un valor objetivo definido por el operador de red para contrarrestar perturbaciones del sistema. El gradiente de reducción será de al menos el 10% de la capacidad de la conexión por minuto sin que la planta se desconecte.

Para sobrefrecuencia, condición superior a 50.2 Hz y hasta 51.5 Hz, las unidades de generación fotovoltaica deben reducir su generación con un gradiente del 40% de la potencia generada instantánea por Hertz como lo indica la Figura 20 *hasta que la frecuencia regrese a un valor menor o igual a 50.05 Hz. Recuperadas las condiciones de frecuencia la potencia activa generada puede aumentar hacia su capacidad máxima mientras la frecuencia del sistema no exceda de 50.2 Hz. Este control se realiza de forma descentralizada, en cada generador individual, y requiere una precisión en la medición de la frecuencia superior a 10 mHz. Para frecuencias superiores a 51.5 Hz e inferiores a 47.5 Hz se permite la desconexión de las unidades de generación de la red.*

Normas excepcionales para instalaciones de generación fotovoltaica:

Las unidades de generación fotovoltaica pueden quedar exentas del requisito de proveer servicios complementarios de regulación primaria de frecuencia.

De manera comparativa con la capacidad que tienen las unidades de generación convencional de proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia y restauración de la red ante seccionamientos y aislamiento de la red y otros eventos, la generación solar fotovoltaica utilizará conceptos de control para adaptar su contribución más allá de su participación en sobrefrecuencias.



$$\Delta P = 20\, P_m \frac{50.2\,Hz - f_{network}}{50\,Hz} \quad \text{at } 50.2\text{ Hz} < f_{network} < 51.5\text{ Hz}$$

P_m instantaneously available power

ΔP power reduction

$f_{network}$ network frequency

within the range of	47.5 Hz	<	$f_{network}$ ≤	50.2 Hz	no limitation
at	$f_{network}$ ≤ 47.5 Hz and		$f_{network}$ ≥	51.5 Hz	disconnection from the grid

Figura 20. Control de Potencia Activa en fotovoltaicas ante sobrefrecuencias (VDEW, 2007)

3.2.2.2. Control de Tensión

Las exigencias de control de tensión a las unidades de generación fotovoltaica serán iguales a las de la generación convencional conectada a la red de transmisión.

El intercambio de potencia reactiva se determinará según las necesidades de la red y el control se ejercerá a través de una de las tres posibilidades siguientes:

- *Valor de tensión objetivo en kV.*
- *Valor de potencia reactiva Q en Mvar.*
- *Factor de potencia, cos φ.*

Comportamiento de la generación fotovoltaica en caso de fallas en la red:

El operador de la generación fotovoltaica deberá tomar las precauciones para asegurarse que las reconexiones automáticas a la red no ocasionen daños en sus instalaciones ni afecten desfavorablemente la operación de la red.

En caso de falla en la red fuera del rango de protección de la instalación generadora no se permite desconexión de la red. Durante la falla se inyectará a la red una corriente de cortocircuito según la tecnología del conversor y en acuerdo con el operador de red.

Si la tensión en el punto de conexión de la red disminuye y permanece en y por debajo de un valor del 85% de la tensión de referencia (380/220/110 kV) y si se absorbe simultáneamente potencia reactiva en el punto de conexión de la red en modo de subexcitación, la instalación generadora debe desconectarse de la red con un retardo de tiempo de 0.5 segundos. Esta función la realiza la supervisión del control de tensión. El valor de baja tensión se refiere al valor mayor de las tres tensiones de línea en la red.

Si la tensión en el lado de baja del transformador de cada unidad generadora sube y permanece en y por encima de un valor del 120% del valor superior del rango de tensión, el generador debe desconectarse de la red con un retardo de 100 ms. El valor de tensión se refiere al valor más bajo de las tres tensiones de línea de red.

Después de la desconexión de la instalación generadora de la red al exceder condiciones de frecuencia o tensión, la sincronización automática sólo está permitida si se han recuperado las condiciones en el punto de conexión, y el gradiente de toma de carga no debe superar el 10% de la capacidad de la unidad por minuto.

Tensión de operación en falla:

Ante cortocircuitos trifásicos o caídas de tensión simétricas debidas a perturbaciones no habrá lugar a inestabilidad o desconexión de la planta por encima de la línea límite 1 de la Figura 21. En el área sombreada y por encima del límite 2 de la Figura 21, se aplicará lo siguiente:

- *Todas las instalaciones de generación fotovoltaica deben superar la falla sin desconectarse de la red.*
- *Si las unidades de generación se desestabilizan durante la falla se permite una desconexión corta con resincronización a los 2 segundos. La potencia activa debe incrementarse luego*

con un gradiente de al menos el 10% de la capacidad nominal por minuto con respecto al valor antes de la falla.

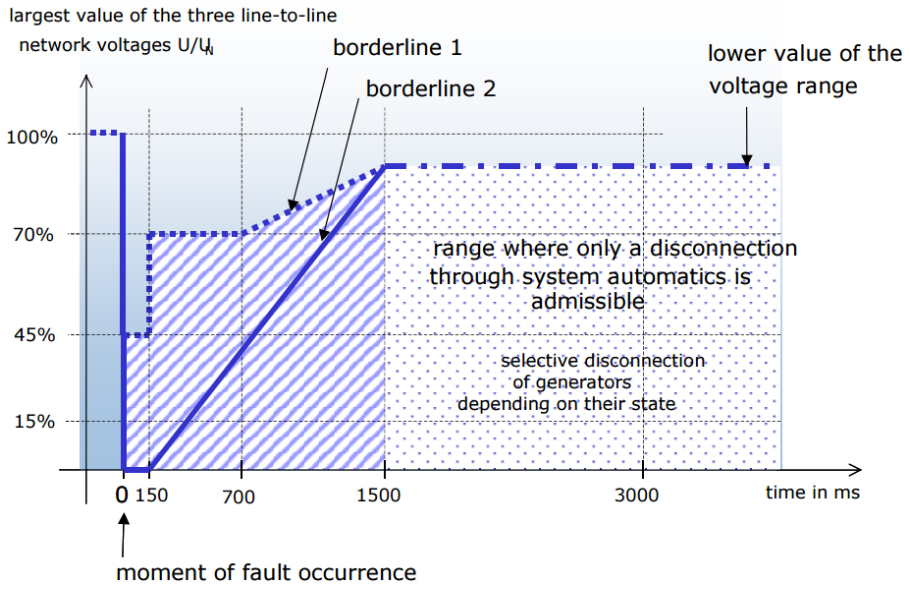


Figura 21. Tensión de operación en falla para generación fotovoltaica (VDEW, 2007)

- *Para condiciones de tensión que evolucionen por debajo de la línea frontera 2 de la Figura 21 se permite una desconexión breve de la unidad de generación. En casos excepcionales y en acuerdo con el operador de red, se permiten tiempos de resincronización de más de 2 segundos con posterior aumento de potencia activa alrededor del 10% de la capacidad nominal por minuto después de superada la falla.*
- *Para todas las unidades de generación que no se desconecten de la red durante la falla se debe recuperar la generación de potencia activa de prefalla con un gradiente de al menos el 20% de la capacidad nominal por minuto.*

Control suplementario de tensión frente a necesidades de reactivos en la red y caída de tensión por fuera de los límites operativos: Es criterio aceptado que la generación, dentro del límite de sus recursos, debe controlar y soportar la tensión en la red. Sin embargo, en la regulación bajo estudio se encuentra un requisito adicional sobre la generación fotovoltaica que se expresa así:

"*Las instalaciones de generación deben soportar la tensión de la red durante una caída de tensión por fuera de los límites operativos a través de la entrega de potencia reactiva adicional.*

Con este fin, el control de tensión **suplementario** *se hará de acuerdo con el contenido de la* Figura 22*, y se activará en el caso de una caída de tensión superior al 10% del valor nominal de la tensión del generador. Este control de tensión debe asegurar el suministro de una corriente reactiva en el lado de baja tensión del transformador del generador con una contribución de, al menos, el 2% de la corriente nominal por cada 1% de la caída de tensión. La instalación debe ser capaz de alimentar la corriente reactiva requerida y el tiempo de respuesta del control debe ser menor de 20 ms. Para*

caídas de la tensión hasta del 50% se llegará a suministrar una corriente reactiva hasta del orden del 100% de la corriente nominal."

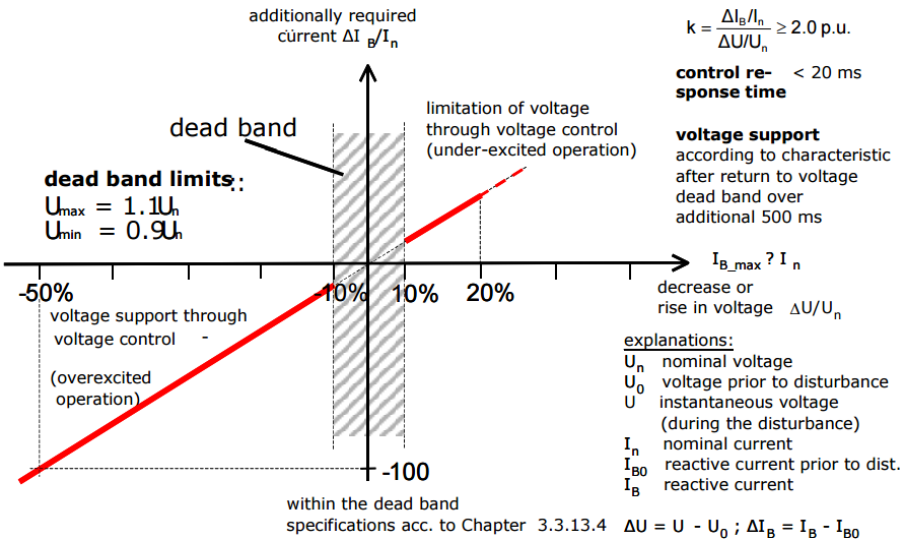


Figura 22. Principios del Control Suplementario de Tensión frente a desviaciones de la tensión por fuera del rango operativo de ± 10% (VDEW, 2007)

Como se observa, los límites operativos de la tensión constituyen la banda muerta de este esquema de control.

Tras el retorno de la tensión a la "banda muerta", ± 10% alrededor de la tensión nominal, el control suplementario de la tensión debe mantenerse por lo menos 500 ms adicionales según la característica dada.

Para exceso de potencia reactiva en la red y sobretensiones, el control se realiza mediante operación en subexcitación.

3.2.2.3. Protecciones

- Baja Frecuencia
- Sobrefrecuencia
- Baja Tensión
- Sobretensión
- Detección de Aislamiento

3.2.3. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN MEDIA TENSIÓN

Estos requisitos para conexión de generación fotovoltaica son tomados de la "Guía Técnica para Plantas Conectadas a la Red de Media Tensión" de la DBEW de 2008, (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, 2008), "Asociación Nacional de Industrias de Energía y Agua, 2008", que resume aspectos esenciales para el generador y para el operador de red (DBEW, 2008). Estas instalaciones deben cumplir las Normas Alemanas DIN EN y DIN VDE (Deutsches Institut für

Normung -Instituto Alemán de Normalización- y Verband Deutscher Elektrotechniker –Asociación Alemana de Ingenieros Eléctricos-.

3.2.3.1. Requisitos para la conexión

- *Planos del sitio ubicando la planta de generación y la subestación de conexión.*
- *Declaración de las especificaciones técnicas de la planta de generación.*
- *Esquema básico de la disposición de circuitos en la instalación eléctrica, junto con los datos de los equipos utilizados, en diagrama unifilar. Información de las líneas de conexión, longitudes de cable y el switchgear, el diagrama básico de los equipos de protección de la planta generadora con los ajustes, el diagrama que muestre donde se realiza el registro de las variables medidas y cuál es el dispositivo que actúa.*
- *Información sobre la capacidad de cortocircuito de los equipos en las instalaciones de conexión, los datos eléctricos de los transformadores de conexión: capacidad nominal, relación de transformación, voltaje de la impedancia relativa, tipo de conexión.*
- *Corriente de cortocircuito de la planta de generación en el punto de transferencia a la red del operador del sistema.*
- *Descripción del inversor y el tipo de conexión a la red.*
- *Verificación de las características eléctricas de acuerdo con las pruebas y puesta en servicio especificadas en la sección 6 de la Guía Técnica.*

Con esta información el Operador de Red determinará cuál es el mejor punto para la instalación de la nueva planta, examinando la potencia de conexión solicitada en términos de potencia activa y aparente máxima o acordada entre las partes.

3.2.3.2. Control de Potencia Activa

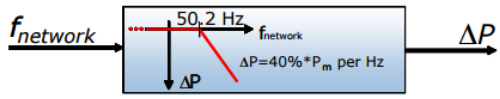
Las unidades de generación fotovoltaica deben ser capaces de controlar su potencia activa generada desde cualquier punto de trabajo hasta un valor objetivo a solicitud del operador de red para contrarrestar perturbaciones del sistema o situaciones de riesgo en la operación, a manera de limitación temporal y aún hasta la desconexión completa de la planta, bajo los casos que se enumeran a continuación:

- *Peligro potencial que ponga en riesgo el funcionamiento del sistema.*
- *Congestión o riesgo de sobrecarga en la red del operador de red.*
- *Riesgo de operar en isla.*
- *Riesgo para la estabilidad de la red en estado estacionario o dinámico.*
- *Aumento de la frecuencia que pone en peligro la estabilidad del sistema.*
- *Reparaciones u obras en construcción.*

Valores objetivo acordados más frecuentemente son 100% / 60% / 30% / 0%, y la reducción de la potencia entregada es responsabilidad del operador de la planta y en un minuto como máximo:

- *Una reducción a un valor objetivo del 10% debe ser posible sin la desconexión automática de la red.*
- *En casos de valores objetivo por debajo del 10% de la potencia activa de conexión la instalación generadora puede desconectarse de la red.*

Todas las unidades de generación fotovoltaica deben reducir la potencia activa instantánea cuando se presente en la operación una frecuencia de más de 50.2 Hz, con un gradiente del 40% de la capacidad instantánea disponible del generador por Hertz, como lo ilustra la Figura 23.



$$\Delta P = 20\,P_m \frac{50.2\,Hz - f_{network}}{50\,Hz} \quad \text{at } 50.2\text{ Hz} < f_{network} < 51.5\text{ Hz}$$

P_m instantaneously available power

ΔP power reduction

$f_{network}$ network frequency

within the range of	47.5 Hz < $f_{network} \leq$ 50.2 Hz		no limitation
at	$f_{network} \leq$ 47.5 Hz and	$f_{network} \geq$ 51.5 Hz	disconnection from the grid

Figura 23. Control de Potencia Activa en fotovoltaicas ante Sobrefrecuencias, red de media tensión (DBEW, 2008)

Recuperadas las condiciones de frecuencia, un valor menor o igual a 50.05 Hz, la potencia activa generada puede aumentar hacia su capacidad máxima mientras la frecuencia del sistema no exceda de 50.2 Hz.

3.2.3.3. Control de Tensión

En condiciones de operación normal entregando potencia activa a la red, la unidad de generación debe operar su potencia reactiva Q en una franja de factor de potencia entre 0.95 de generación y 0.95 de absorción.

En el lado de conexión del transformador a la red, el operador de red puede especificar un valor objetivo fijo de potencia reactiva o un valor variable ajustable remotamente con tecnologías de control. El aporte de potencia reactiva para el control de tensión, según los valores solicitados, se puede realizar eligiendo uno de los siguientes esquemas:

- *Con base en la característica potencia reactiva/tensión, Q = f(V), V= Tensión objetivo, con ajuste esperado entre 10 s y 60 s.*
- *Potencia reactiva fija en MVAr.*
- *Factor de potencia fijo (cos φ fijo)*
- *Factor de potencia variable con relación a la potencia activa generada, cos φ vs P, con ajuste esperado en 10 s.*

La Figura 24 *muestra la característica de Factor de potencia variable con relación a la potencia activa generada P, cos φ vs P, que determina el aporte de potencia reactiva para el control de tensión.*

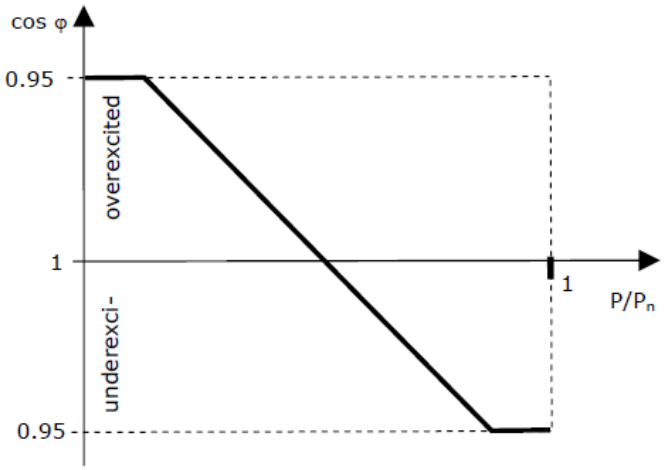


Figura 24. Característica de Factor de potencia variable con relación a la potencia activa generada P (DBEW, 2008)

Esta característica puede provocar saltos de tensión ante eventos de fluctuaciones en la potencia activa entregada haciendo aconsejable elegir, en estos casos, una característica con perfil continuo y gradiente controlado.

Tanto el método elegido como los valores objetivos de potencia reactiva los determina el operador de red para la instalación de cada generador y operativamente se aplicarán en el punto de conexión después de un minuto como máximo.

Cambios de tensión admisibles en la red: *Bajo condiciones normales de funcionamiento la magnitud de los cambios de tensión causados por la planta generadora en el punto de conexión no deben superar un ± 2% en comparación con la tensión sin dicha planta. Estos cambios se evaluarán preferiblemente mediante cálculos de flujo de carga.*

Para el soporte de tensión en estado dinámico, cuando se presenten variaciones de tensión por fuera de los límites operativos en la red de alta tensión o se presenten cortocircuitos, las unidades de generación fotovoltaica permanecerán conectadas al sistema dando soporte de tensión durante la evolución de la falla y después del estado de falla recuperarán su estado de reactiva de antes de la falla.

Se busca evitar desconexiones involuntarias de grandes cantidades de potencia que pueden aumentar los desbalances y generar colapso de la red. Por lo tanto,

- *Las unidades de generación no deben desconectarse de la red en el evento en que la tensión caiga a 0% en un periodo de duración menor a 150 ms.*
- *Por debajo de la línea azul mostrada en la Figura 25 la Guía no establece requisitos para las plantas generadoras ni para el resto de la red.* Este es el contenido del recuadro azul.

El título de la figura es “Curvas Límite de Tensión”. Sobre el 90% está el menor valor de la banda operativa de tensión. El eje X es tiempo en ms. Entre 0 y 150 ms se señala el tiempo de interrupción o de falla. Figura comparable con la Figura 21 para la red de alta tensión.

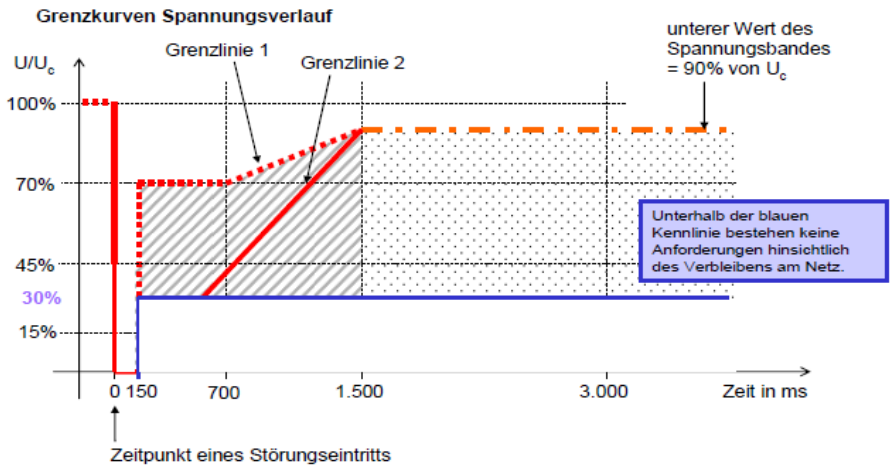


Figura 25. Tensión de operación en falla para generación fotovoltaica en media tensión (DBEW, 2008)

- *Si la tensión cae a valores entre los límites 1 y 2 las unidades de generación permanecerán conectadas a la red y los niveles de corriente que se pudieren presentar durante ese tiempo deben acordarse con el operador de red.*
- *Previo acuerdo con el operador de red se permite una desconexión de corta duración si la planta de generación puede sincronizarse en un tiempo máximo de 2 segundos contados a partir de la desconexión.*
- *Después de la sincronización la potencia activa debe incrementarse con un gradiente de al menos el 10% de la capacidad nominal por minuto.*
- *Por debajo del límite 2 de la Figura 25 y sobre la línea azul se pueden dar desconexiones de corta duración para las cuales los tiempos de sincronización y gradientes de potencia activa serán previamente acordados con el operador de red.*

Límites temporales de tensión por conexión – desconexión de plantas:

- *Para conexión o desconexión de una planta se permite una variación máxima de tensión del 2% y no se espera que ocurran estos cambios más de una vez en un intervalo de 3 minutos.*
- *En el evento en que varias plantas de generación se desconecten en un mismo punto de conexión la variación de tensión de la red será limitada a máximo el 5%.*

3.2.3.4. Protecciones

El generador es responsable de la protección fiable de sus instalaciones contra eventos como cortocircuitos, fallas, sobrecargas, descargas atmosféricas, etc., y con este fin debe instalar un conjunto adecuado de protecciones. Los valores de ajuste para dispositivos de protección dados en la Guía son valores de referencia.

El operador de red tiene derecho a instalar o tener dispositivos instalados en el punto de transformación que desconecten automáticamente la planta generadora de la red si los límites predeterminados son excedidos en condiciones normales de operación.

La Guía establece los siguientes equipos como protecciones primarias en el punto de conexión con el sistema:

- *Protección de potencia reactiva / baja tensión Q→ & V<*
- *Protección contra sobretensión V >> y V>*
- *Protección contra baja tensión V <*

Cuando sea necesario se instalará en el punto de transferencia un dispositivo de protección de sobre o baja frecuencia.

Se recomiendan los siguientes ajustes como parametrización básica en el punto de conexión de red:

Tabla 11. Ajustes básicos recomendados en la Guía para el equipo de protección en el punto de conexión

Función	Rangos de ajuste del relé de protección	Ajuste recomendado del relé de protección	
Protección de sobre tensión V>>	1.00 - 1.30 Vn	1.15 Vc	≤100 ms
Protección de sobre tensión V>	1.00 - 1.30 Vn	1.08 Vc	1 min
Protección de baja tensión V<	0.10 - 1.00 Vn	0.8 Vc	2.7 s
Protección Potencia Reactiva/Baja tensión	0.70 - 1.00 Vn	0.85 Vc	t = 0.5 s

Para las unidades generadoras, se requieren los siguientes equipos de protección:

- Protección contra sobre tensión V >>
- Protección de baja tensión V <y V <<
- Protección de sobre frecuencia f>
- Protección de baja frecuencia f <

Estos dispositivos de desconexión deben estar conectados en el lado de alta o baja tensión del transformador del generador. Se recomiendan los siguientes ajustes como parametrización básica del equipo de protección de las unidades generadoras:

Tabla 12. Ajustes recomendados para equipos de protección en la unidad generadora cuando la planta está conectada a la barra colectora de una subestación de transformación

Función	Rangos de ajuste del relé de protección	Ajuste recomendado del relé de protección	
Protección de sobre tensión V>>	1.00 - 1.30 Vn	1.20 V_{NS}	≤ 100 ms
Protección de baja tensión V<	0.10 - 1.00 Vn	0.8 V_{NS}	1.5 - 2.4 s
Protección de baja tensión V<<	0.10 - 1.00 Vn	0.45 V_{NS}	300 ms
Protección de sobre-frecuencia f>	50.0 - 52.0 Hz	51.5 Hz	≤ 100 ms
Protección de baja frecuencia f<	47.5 - 50.0 Hz	47.5 Hz	≤ 100 ms

3.2.3.5. Pruebas

Las pruebas funcionales y de aceptación incluyen:

- *Acceso a los informes de prueba y puesta en marcha.*
- *Control de la función de accesibilidad y desconexión del dispositivo de conmutación de transferencia.*
- *Comparación de la estructura del dispositivo de medición con fines contables con los requisitos contractuales y técnicos y prueba de puesta en marcha de los dispositivos de medición.*
- *Pruebas funcionales del equipo de protección contra cortocircuitos y de desconexión en el punto de transferencia.*
- *Control de interfaces con el operador de red (pruebas funcionales de comandos de control, valores de medición y mensajes de estado).*
- *Revisión de la instalación técnica para la reducción de las inyecciones de potencia.*
- *Revisión de la instalación para el monitoreo de las inyecciones acordadas de potencia.*

La puesta en marcha inicial implica una prueba funcional del equipo de protección de desconexión en las unidades generadoras.

3.2.4. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN BAJA TENSIÓN

3.2.4.1. Requisitos de conexión a la red

Los requisitos de conexión para la instalación de plantas al sistema de baja tensión alemán están establecidos en el documento "VDE-AR-N 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network - Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks" y contemplan varios temas dentro de los cuales se encuentra el impacto que la instalación genera a la tensión del punto de conexión, limitando la variación de tensión a un nivel de máximo ± 3% con respecto a la tensión antes de la conexión para la potencia aparente máxima entregada por la planta (VDE-AR-N, 2008).

3.2.4.2. Operación en Frecuencia y Control de Potencia Activa

No se permite la desconexión automática de la red para desviaciones de frecuencia dentro del rango de 47.5 Hz a 51.5 Hz. La implementación del control activo de carga con dependencia de la frecuencia se lleva a cabo en el control en lazo abierto de las unidades.

El operador de red puede solicitar desconexión en los siguientes casos:

- *Peligro potencial para la seguridad del funcionamiento del sistema.*
- *Congestión o riesgo de sobrecarga en la red.*
- *Riesgo de operación en isla.*
- *Riesgo para la estabilidad de la red en estado estacionario o dinámico.*
- *Aumento de la frecuencia con riesgo para el sistema.*

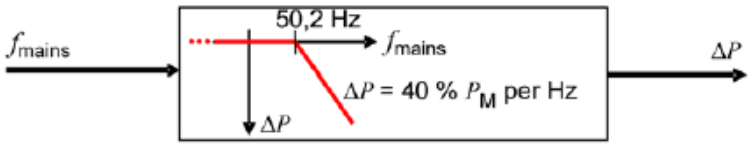
- *Resincronización de las subredes.*

Gestión de la generación y de la seguridad de la red:

Generadores con una potencia mayor a 100 kW deberán ser capaces de reducir su potencia activa en pasos no mayores al 10% de la potencia activa máxima P_{Amax} hasta un valor proporcionado por el operador de red. Algunos porcentajes objetivo han sido 100% / 60% / 30% / 0%. Si la medida solicitada por el operador de red es técnicamente impracticable la solución consiste en la desconexión del generador. El operador de red da la instrucción y no interfiere con el control de lazo abierto de los sistemas de generación que es responsabilidad del dueño de la planta.

Control de la potencia activa en sobrefrecuencia:

En frecuencias entre 50.2 Hz y 51.5 Hz la generación solar fotovoltaica deberá reducir la potencia activa generada desde el momento en que la frecuencia supere los 50.2 Hz con un gradiente del 40% de su valor instantáneo por Hertz como lo indica la Figura 26. *La precisión de la medición de frecuencia será ≤ 10 mHz. Para frecuencias de red mayores de 51.5 Hz se desconectará la generación inmediatamente de la red.*



$$\Delta P = 20\, P_M \frac{50{,}2\,\text{Hz} - f_{mains}}{50\,\text{Hz}} \quad \text{for } 50{,}2\,\text{Hz} \le f_{mains} \le 51{,}5\,\text{Hz}$$

Figura 26. Control de la potencia activa en sobrefrecuencia (VDE-AR-N, 2008)

Dónde:

- *P_M es la potencia generada en el momento en que la frecuencia excede los 50.2 Hz.*
- *ΔP es la reducción de potencia.*
- *f_{mains} es la frecuencia de la red.*
- *No existen restricciones para frecuencias entre 47.5 Hz y 50.2 Hz.*
- *La generación se desconecta de la red ante frecuencias menores de 47.5 Hz y mayores de 51.5 Hz en un plazo máximo de un segundo.*

3.2.4.3. Control de Tensión

Los generadores conectados en baja tensión también deben contribuir a la estabilidad de la tensión de estado estacionario en la red pero no serán requeridos para soporte dinámico en caso de caídas de tensión en los niveles de tensión superiores.

En estado estacionario la banda de tolerancia de la tensión es de ± 10% alrededor de la nominal y para generación de potencia activa en valores mayores del 20% de la nominal aportarán potencia reactiva en las siguientes franjas de factor de potencia:

- *Para generaciones hasta de 3.68 kVA, sin un valor preestablecido por el operador de red, se generará potencia reactiva para el control de tensión entre cos φ = 0.95 subexcitado a 0.95 sobreexcitado.*
- *Para generaciones mayores de 3.68 kVA hasta 13.8 kVA según la curva característica proporcionada por el operador de red dentro de cos φ = 0.95 subexcitado a 0.95 sobre-excitado como lo indica la Figura 27.*
- *Para generaciones mayores a 13,8 kVA se seguirá la curva característica proporcionada por el operador de red dentro de cos φ = 0.90 subexcitado a 0.90 sobreexcitado según la Figura 28.*

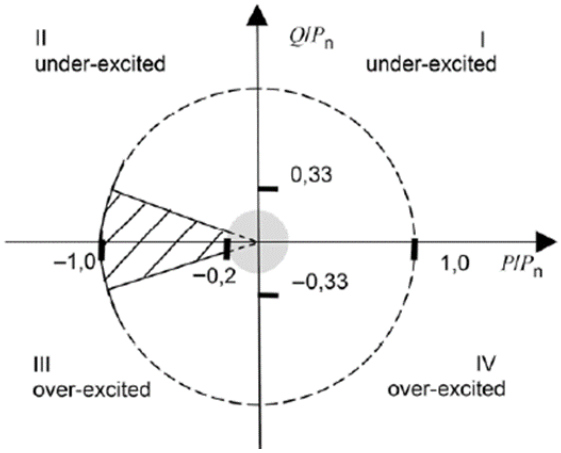


Figura 27. Curva característica de capacidad para sistemas entre 3.68 kVA y 13.8 kVA (VDE-AR-N, 2008)

- *Dentro de los triángulos sombreados para los límites de potencia reactiva mostrados en la Figura 27 y la Figura 28, la potencia reactiva será ajustable libremente.*
- *Tras un cambio en la potencia activa se deberá ajustar automáticamente la potencia reactiva en correspondencia con los cos φ predefinidos.*
- *El ajuste de potencia reactiva estará determinado por las condiciones de red y será proporcionado para cada generador por el operador de red.*

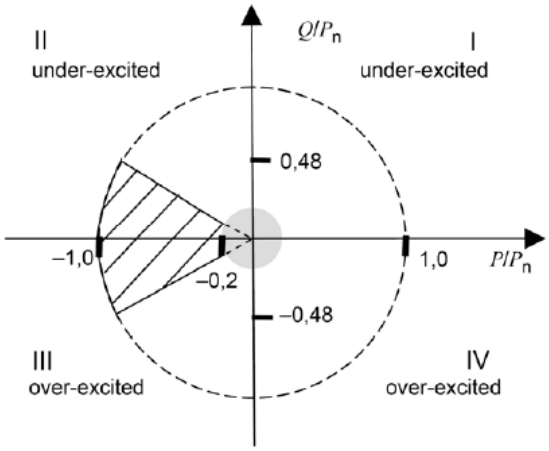


Figura 28. Curva característica de capacidad para sistemas mayores de 13.8 kVA (VDE-AR-N, 2008)

El operador de red también puede proporcionar una curva característica cos ϕ vs P como la indicada en la Figura 29, para la cual el generador mantiene factor de potencia unitario hasta una potencia entregada del 50% de su capacidad y a partir de ese punto entrega potencia reactiva al variar el factor de potencia.

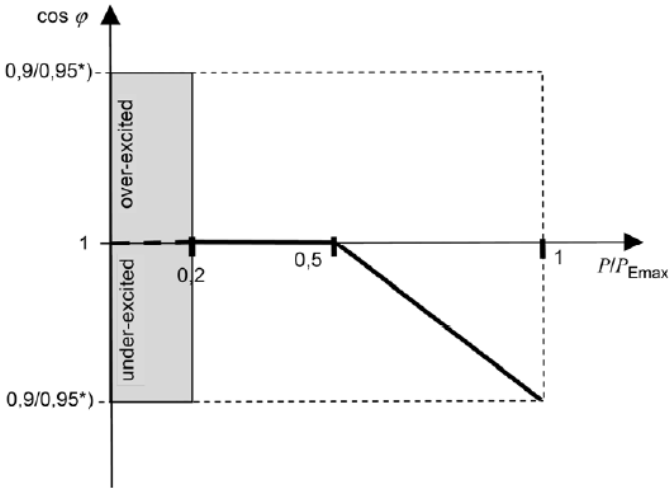


Figura 29.Curva característica cos ϕ vs P (VDE-AR-N, 2008)

También es posible utilizar procedimientos en función de una tensión objetivo como el método de la curva característica Q = f (V) aplicado en niveles tensión superiores.

3.2.4.4. Elementos de Protección

El propósito de los sistemas de protección consiste en desconectar el sistema de generación de la red en caso de que se presenten valores de tensión y frecuencia inadmisibles por lo cual se deben aplicar las siguientes funciones:

- *Protección de baja de tensión V <*
- *Protección de sobretensión V>*

- *Protección de sobretensión V>>*
- *Protección de baja frecuencia f <*
- *Protección de sobre frecuencia f>*
- *Detección de operación en isla*

Los dispositivos de protección de tensión deberán monitorear cada fase. Para los sistemas de generación de energía de hasta 30 kVA se medirá las tensiones fase - fase y fase - neutro.

Los dispositivos de protección de tensión para sistemas de generación de energía de más de 30 kVA se construirán como equipos trifásicos. Para ello se medirán las tres tensiones entre las fases y fase-neutro por lo que el registro de 2 × 3 es necesario para conseguir este propósito.

- *Para relés de protección de sobretensión por lo menos una de las tensiones medidas que exceda el umbral ajustado produce la activación.*
- *Para relés de protección de baja tensión por lo menos una de las tensiones medidas que caiga por debajo del umbral ajustado produce la activación*
- *Una caída por debajo del umbral lleva a una excitación de al menos una tensión medida.*

Los dispositivos de protección de frecuencia pueden diseñarse como equipos monofásicos.

Ajustes recomendados para las Funciones de Protección

Tabla 13. Ajustes recomendados para las Funciones de Protección (VDE-AR-N, 2008)

Función	Ajuste recomendado del relé de protección*	
Protección de baja tensión V<	0.8 Un	<100 ms
Protección de sobre tensión V>	1.1 Un	<100 ms
Protección de sobre tensión V>>	1.15 Un	<100 ms
Protección de baja frecuencia f<	47.5 Hz	<100 ms
Protección de sobre frecuencia f>	51.5 Hz	<100 ms

La tolerancia admisible entre el valor de ajuste y el valor de disparo de la tensión debe ser como máximo ± 1% y para la frecuencia un máximo de ± 0.1%.

Detección de la operación en isla:

- *Método activo por cambio de frecuencia con esquema de verificación.*
- *La detección de la situación de isla y la desconexión del sistema de generación por medio del interruptor de la conexión se realizará en menos de 5 segundos.*

3.2.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ALEMANIA

- *Las unidades de generación que no participan en la regulación primaria de frecuencia y las que no puedan funcionar en regulación primaria deberán reducir su entrega de potencia para frecuencias de red de 50.2 Hz y superiores con una pendiente de 4 a 8%.*

Normas excepcionales para instalaciones de generación fotovoltaica:

- *Las unidades de generación fotovoltaica pueden quedar exentas del requisito de proveer servicios complementarios de regulación primaria de frecuencia.*
- *De manera comparativa con la capacidad que tienen las unidades de generación convencional de proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia y restauración de la red ante seccionamientos y aislamiento de la red y otros eventos, la generación solar fotovoltaica utilizará conceptos de control para adaptar su contribución más allá de su participación en sobrefrecuencias.*

Las exigencias de control de tensión a las unidades de generación fotovoltaica serán iguales a las de la generación convencional conectada a la red de transmisión.

3.3. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DEL SISTEMA ESPAÑOL

Con 105.3 GW de capacidad instalada en todo el país España tiene un aporte de la energía solar del 4.4% en potencia instalada y del 3.1% en la energía demandada.

En España la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables está regulada principalmente mediante dos decretos: i) Real Decreto 413 de 2014: "Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos" (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014), que establece los lineamientos para todas las escalas y tipos de energías renovables y ii) Real Decreto 1699 de 2011 "Por el cual se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia" (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2012), que establece requisitos específicos para plantas de generación con una potencia no superior a 100 kW de tecnología solar.

A continuación se recopilan los requisitos para la conexión de plantas de generación renovables, en especial para las fotovoltaicas, al Sistema Eléctrico de Potencia.

3.3.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

- *Disponer de los equipos de medida de energía eléctrica para determinar la energía producida*
- *Todas las instalaciones de generación con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW pero que formen parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la confiabilidad del sistema eléctrico.*

Ante la conexión de una planta de generación al Sistema Eléctrico Español deberá mantener sus parámetros de control dentro de los límites que se indican a continuación para las siguientes condiciones:

Operación normal:

- *La frecuencia debe permanecer dentro de los valores de referencia de acuerdo con lo previsto en la normativa comunitaria.*
- *No se permiten sobrecargas.*
- *Las tensiones deben seguir las consignas establecidas en los Procedimientos de Control de Tensión.*

Falla sencilla, Criterio N-1:

- *No se producen cortes de mercado.*
- *No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15%, con una duración inferior a 20 minutos.*
- *No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, excepto en invierno, en que se admite, como criterio general, una sobrecarga máxima de un 10% respecto a su potencia nominal.*
- *Las tensiones en estado estacionario deben estar comprendidas entre los siguientes límites:*

Tabla 14. Límites de tensión en el Sistema Eléctrico Español, Criterio N-1 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)

Nivel	Mínimo (kV)	Máximo (kV)
400 kV	380 (95 %)	435 (108,7 %)
220 kV	205 (93 %)	245 (111 %)

Pérdida de líneas de doble circuito:

- No se producen cortes de mercado.
- No se producen sobrecargas en las líneas de la red de transporte superiores al 15% de su límite térmico estacional.
- No se producen sobrecargas en los transformadores superiores al 20% en invierno, noviembre a marzo, al 10% en verano, junio, julio y agosto, ni al 15% en los restantes meses.
- Las tensiones en situación estacionario deben estar dentro de los siguientes límites:

Tabla 15. Límites de tensión en el Sistema Eléctrico Español ante pérdida de líneas doble circuito (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)

Nivel	Mínimo (kV)	Máximo (kV)
400 kV	375 (93,75 %)	435 (108,7 %)
220 kV	200 (91 %)	245 (111 %)

Criterios en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red según se realice la conexión con el distribuidor a una línea o directamente a una subestación:

- ***Líneas:*** *la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50% de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.*
- ***Subestaciones y centros de transformación (AT/BT):*** *la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50% de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.*

3.3.2. CONTROL DE FRECUENCIA

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación se establecen cuatro niveles de reserva:

- *Reserva de regulación primaria.*
- *Reserva de regulación secundaria.*
- *Reserva de regulación terciaria.*
- *Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos.*

Los requerimientos de reserva de regulación primaria y secundaria de frecuencia son asignados por la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad (UCTE) al Sistema Eléctrico Peninsular Español y el Operador del Sistema comunica a los generadores.

Reserva de regulación primaria: *Los criterios de regulación de frecuencia del sistema interconectado europeo establecidos por la UCTE determinan que la reserva de regulación primaria tiene por objeto estabilizar en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.*

- *La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales equivalente a un incidente de referencia establecido.*
- *La reserva de regulación primaria deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda si éste es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de valor superior a 1500 MW, la actuación del 50% de la reserva de regulación primaria deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100% de actuación antes de 30 segundos. La regulación primaria deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria utilizada.*
- *Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a $\pm$800 mHz.*

- *Tras la actuación de la regulación primaria ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá $\pm$180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1%/Hz (reducción del 1% de la demanda por cada Hz de reducción del valor de la frecuencia).*
- *Para el conjunto del sistema europeo interconectado la reserva mínima de regulación primaria establecida (RPT) debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasiestacionarios de frecuencias iguales o superiores a 200 mHz.*

Reserva de regulación secundaria: *Será determinada por el Operador del Sistema teniendo en consideración los criterios y recomendaciones de la UCTE y la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.*

- *El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria.*
  La actual recomendación de la UCTE para determinar el requerimiento mínimo de reserva de regulación secundaria hace uso de la siguiente fórmula:

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b$$

  En donde:

  - *L_{max}: Nivel de demanda previsto en el área de control del Sistema Peninsular Español.*
  - *a = 10 MW, valor empírico.*
  - *b = 150 MW, valor empírico.*

Además,

- *La reserva secundaria a bajar se establecerá atendiendo a la evolución creciente o decreciente de la curva de demanda, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.*
- *En caso de que el valor de la reserva de regulación secundaria a subir no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse la existencia en el sistema de reserva de regulación terciaria suficiente para asegurar una respuesta rápida del sistema frente a este fallo.*

El Operador del Sistema, a la hora de calcular los requisitos de reserva secundaria a subir y a bajar, tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- *El carácter peninsular del sistema español hace que sea necesario minimizar los desvíos en el intercambio con el resto de la UCTE para garantizar la seguridad del sistema.*
- *La variación de la demanda debido a los diferentes periodos tarifarios a lo largo del día.*
- *Se dotará un mayor volumen de reserva en las horas que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular. Así se tendrá en cuenta en los requerimientos de reserva la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión respecto a las previsiones.*

- *Se dotará mayor volumen de banda secundaria en aquellas horas en las que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.*
- *Se garantizarán los siguientes valores mínimos de banda secundaria, especialmente en horas valle, en las que debido al parque generador conectado existe una menor disponibilidad de reserva de regulación terciaria:*
  - *Banda a subir: 500 MW*
  - *Banda a bajar: 400 MW*

Reserva de regulación terciaria: *La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, más el 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación.*

Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos: *Además de las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria será necesario disponer de una reserva adicional de potencia activa, programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos, reserva que será cuantificada con base en los siguientes aspectos:*

- *Diferencias existentes entre la demanda horaria prevista y resultante del programa base de funcionamiento.*
- *Diferencias entre la suma de los programas base de producción eólica y la prevista por el Operador del Sistema.*
- *Previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en el acoplamiento o subida de carga de grupos térmicos frente a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico.*
- *El valor de esta reserva adicional de potencia activa vendrá determinado por:*
  - ***Reserva a subir:*** *la suma de los déficits de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los tres aspectos anteriores.*
  - ***Reserva a bajar:*** *la suma de los excesos de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los tres aspectos anteriores*.

Rangos de operación en frecuencia:

El sistema eléctrico peninsular está conectado al sistema síncrono continental europeo, por lo tanto los márgenes de variación de la frecuencia vienen dados por los valores de referencia de acuerdo con lo previsto para el mantenimiento de la frecuencia en la normativa comunitaria de aplicación "Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico" (Ministerio de Industria, 2016).

En relación con la capacidad para soportar fluctuaciones de frecuencia, todo generador deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar con fluctuaciones de frecuencia en el rango especificado por el Gestor de Red de Transporte pertinente (GRT).

Tabla 16. Rangos de operación en frecuencia y Tiempos de funcionamiento (Ministerio de Industria, 2016)

Zona Síncrona	Gama de Frecuencias (Hz)	Tiempo de funcionamiento
Europa Continental	47.5 – 48.5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	48.5 – 49.0	A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47,5-48,5 Hz
	49.0 – 51.0	Ilimitado
	51.0 – 51.5	30 minutos

La frecuencia nominal del Sistema Español es de 50 Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49.85 y 50.15 Hz. En caso de funcionamiento aislado del sistema europeo de la totalidad o parte del sistema español se procurará mantener la frecuencia dentro de esta banda.

3.3.3. CONTROL DE TENSIÓN

- *En condiciones normales de operación la tensión en el nivel de 400 kV en los puntos de frontera estará comprendida entre 390 kV y 420 kV. En el nivel de 220 kV la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV.*
- *Eventualmente podrán presentarse valores máximos de hasta 435 kV y mínimos de hasta 375 kV en el nivel de 400kV. En el nivel de 220 kV, las tensiones podrán bajar, eventualmente, hasta 200 kV.*
- *Cualquier instalación directamente conectada a la red de transporte debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores señalados.*

Factor de Potencia:

El rango de factor de potencia indicado por resolución a propuesta del operador del sistema es entre 0.98 capacitivo y 0.98 inductivo. El citado rango podrá ser diferente en función de las zonas geográficas de acuerdo con las necesidades del sistema.

3.3.4. CALIDAD DE LA POTENCIA

Huecos de Tensión:

- *De aplicación a redes hasta 35kV, un hueco de tensión de alimentación es la disminución brusca a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión nominal Vn, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 1 a 10 minutos. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz durante el hueco de tensión y la tensión nominal.*
- *Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión nominal no son consideradas como huecos de tensión.*
- *En condiciones normales de operación el número esperado de huecos de tensión en un año puede ir de algunas decenas a un millar, teniendo en su mayor parte una duración de menos de un segundo y una profundidad inferior al 60%.*

- *En ciertos lugares es frecuente que se produzcan huecos de tensión de profundidad comprendida entre el 10% y el 15% de Vn provocados por conmutaciones de carga.*

Potencia de cortocircuito:

El valor de potencia de cortocircuito afecta la estabilidad de la onda de tensión y, por lo tanto, a la fluctuación de la tensión y a la severidad del parpadeo de la onda (flicker). El operador del sistema suministrará a los usuarios de la red de generación los rangos previsibles de variación de la potencia de cortocircuito en los puntos de conexión con dicha red.

3.3.5. PROTECCIONES

Los generadores deberán cumplir como mínimo con los siguientes requisitos en cuanto a protecciones de la máquina:

- Interruptor automático en el punto de conexión, teledisparo automático para evitar posibles riesgos a personas y la coordinación necesaria con los dispositivos de reenganche automático.
- Protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia: Los generadores sólo se podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 47.5 Hz con una temporización de 3 segundos como mínimo.
- Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51.5 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.

3.3.6. REQUISITOS ESPECIALES

Las instalaciones de generación podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)*:*

- *Requerirán habilitación previa del operador del sistema.*
- *El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.*
- *La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistemas de almacenamiento, entre otros.*
- *Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste serán aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema.*

3.3.7. SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL

El centro de control de generación actuará como interlocutor con el operador del sistema remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

La comunicación entre el centro de control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo con los protocolos y estándares establecidos por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.3.8. REQUISITOS PARA PLANTAS MENORES

Las plantas de generación de energía eléctrica de pequeña potencia son definidas como aquellas instalaciones de generación de potencia no superior a 100 kW.

3.3.8.1. Requisitos para la Conexión

- Esquema unifilar de la instalación.
- Descripción de la instalación, tecnología utilizada, características técnicas, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión, características de los inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.

Otros Requisitos:

- *Las instalaciones de potencia no superior a 10 kW que pretendan conectarse en un punto de la red de distribución en baja tensión en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro directamente o a través de la instalación de una red interior.*
- *El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones.*
- *Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión a la red será trifásica.*
- *La conexión se realizará en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.*
- *En el caso de que el punto de conexión a la red de distribución sea en alta tensión y exista un centro de transformación propiedad del consumidor, la conexión de la instalación de producción se realizará en el cuadro de salida de baja tensión del transformador.*

3.3.8.2. Medición

- *Para las instalaciones conectadas a una red interior los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.*
- *En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes. En este caso, se requerirá la suscripción de dos contratos de acceso, uno para generación y otro para consumo.*
- *Exclusivamente, cuando se trate de una instalación conectada en el lado de baja de un transformador propiedad del consumidor, el equipo de medida de la instalación de producción se instalará en dicho punto de conexión. En este caso el encargado de la lectura deberá dar conformidad a la configuración de medida.*
- *Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo.*
- *Con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico, los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de conexión desde el equipo de medida hasta el centro de control del distribuidor o del operador del Sistema serán definidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.*

3.3.8.3. Protecciones

- *Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.*
- *Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.*
- *Interruptor automático diferencial con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.*
- *Interruptor automático en el punto de conexión para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red conjuntamente con un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores.*
- Protecciones de la conexión por frecuencia y tensión con umbrales y temporizaciones recomendadas en la Tabla 17 donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 17. Umbrales de protección por tensión y frecuencia con tiempos de actuación (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014)

Parámetro	**Umbral de protección**	**Tiempo máximo de actuación**
Sobretensión – Fase 1	Vn + 10%	1.5 s
Sobretensión – Fase 2	Vn + 15%	0.2 s

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Tensión mínima	Vn – 15%	1.5 s
Frecuencia máxima	51.5 Hz	0.5 s
Frecuencia mínima	47.5 Hz	3 s

- *Además, para tensiones mayores de 1 kV y hasta 36 kV inclusive se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.*
- *En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente.*

3.3.8.4. Control de tensión

Factor de Potencia

- ***Regulación de tensión:*** *La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2.5% de la tensión nominal de la red de baja o media tensión.*
- ***Factor de potencia:*** *La potencia suministrada al Sistema de Distribución Local debe ser con un factor de potencia lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0.98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal.*

Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones:

- *La puesta a tierra de las instalaciones 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 y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.*
- *Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.*

3.3.8.5. Control de Frecuencia

Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia:

- *El Operador del Sistema establecerá los planes de deslastre de cargas necesarios para los casos en los que por una incidencia muy severa el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas. Estos*

planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

- *Los planes de deslastre de cargas establecerán un deslastre escalonado desconectando en primer lugar los grupos de bombeo y deslastrando, a valores inferiores de frecuencia, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.*
- *Esta desconexión se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:*
  - 49.5 Hz: 50% de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
  - 49.3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
  - 49 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
  - 48.7 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
  - 48.4 Hz: 10% de la carga total real del sistema.
  - 48.0 Hz: 10% de la carga total real del sistema.
- *En ningún caso será admisible la reconexión automática de la carga. Dicha reconexión se realizará siguiendo las instrucciones del Operador del Sistema.*
- *Las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de generación deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia.*

Planes de desconexión de generación por máxima frecuencia:

- *El Operador del Sistema establecerá los planes de desconexión de generación necesarios para los casos en los que por una incidencia muy severa el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.*
- *Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de desconexión escalonada de generación por máxima frecuencia para conseguir una desconexión controlada de la generación que permita recuperar el equilibrio entre generación y demanda.*
- *Con el fin de recuperar la controlabilidad del sistema y la predictibilidad de su comportamiento en una situación en la que está fuera de su punto de equilibrio se realizará la desconexión de la generación no gestionable de instalaciones de potencia instalada igual o mayor de 10 MW de acuerdo con los siguientes escalones, sin ningún tipo de temporización:*
  - 50.5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable
  - 50.6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable
  - 50.7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable
  - 50.8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable
  - 50.9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable
  - 51 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable
- El Operador del Sistema determinará las instalaciones que deben desconectar en cada escalón. En ningún caso estas instalaciones de generación se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del Operador del Sistema a través de sus Centros de Control.

- *Todas las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor de 10 MW desconectarán con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.*
- *Las instalaciones de generación de régimen especial gestionable deberán desconectar cuando la frecuencia supera el valor de 51 Hz, y las instalaciones de producción de régimen ordinario no desconectarán mientras la frecuencia no supere los 51.5 Hz.*

3.3.9. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DEL SISTEMA ESPAÑOL

Las instalaciones de generación podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:

- *El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.*
- *La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistemas de almacenamiento, entre otros.*
- *Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste serán aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema.*

Medición para plantas menores:

- Para las instalaciones conectadas a una red interior los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.
- En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes.

Separación galvánica:

- *La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.*

3.4. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE FRANCIA

Capacidad instalada a 2015, 129.3 GW y solar 6.2 GW equivalente al 4.8% mientras que en energía alcanza un 1.4% de la generación. Los requisitos para la conexión de la generación solar están contenidos en los siguientes documentos:

- Decreto del 23 de abril de 2008, “Sobre las técnicas de diseño y funcionamiento para la conexión de una planta de generación de energía eléctrica a la red pública de transporte de electricidad” (Legifrance (b), 2008).
- Decreto de 23 de abril de 2008, “Sobre el diseño técnico y el funcionamiento para la conexión de una planta de generación de energía eléctrica a la red pública de energía eléctrica de media o baja tensión” (Legifrance (a), 2008).
- Decreto 4 de julio de 2003 “Sobre técnicas de diseño y funcionamiento para la conexión de una planta de generación de energía eléctrica a la red pública de transporte de electricidad” (Legifrance, 2003).
- Decreto N ° 2000-877 de 7 de septiembre de 2000 “Sobre la autorización para operar las instalaciones de generación de electricidad” (Ministère de l’Economie et des Finances, 2000).

3.4.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

Los principales requisitos exigidos por el Operador del Sistema a los generadores fotovoltaicos que deseen conectarse a la red eléctrica son:

- *Las principales características de la instalación indicando la capacidad de generación, técnicas de energía primaria y de producción, la eficiencia energética y los tiempos de funcionamiento.*
- *El impacto del proyecto sobre la protección y la seguridad de las redes públicas de electricidad y las instalaciones y equipos asociados con ellas.*
- *La influencia sobre el medio ambiente.*

Nivel de Tensión de la Conexión según la Capacidad del Proyecto:

La capacidad instalada de la planta define el nivel de tensión al cual se realiza la conexión como lo indica la tabla siguiente:

Tabla 18. Nivel de Tensión de la Conexión según la Capacidad del Proyecto (Ministère de l’Economie et des Finances, 2000)

Identificación del Campo	Tensión Nomina	Límite Pmax
HTB1	63 kV	50 MW
	90 kV	
HTB2	225 kV	250 MW
HTB3	400 kV	250 MW

Estudio de conexión: La información para el estudio de la conexión incluye:

- *Ubicación de la planta de producción.*
- *Potencia máxima, Pmáx.*
- *Características técnicas de la instalación.*

- *Contribución de corriente de cortocircuito a la red pública calculada. de acuerdo con la norma internacional IEC 60909.*

El generador entregará al operador de red información sobre:

- *Diagramas [V, Q] específicos para la instalación en el punto de conexión para varios valores de potencia activa suministrada y, opcionalmente, la temperatura ambiente.*
- *Estabilidad del sistema en caso de cortocircuito, la variación de la tensión y la transferencia de carga en las condiciones de estudio definidos en la documentación técnica de referencia del operador de la red.*

Los resultados del estudio de conexión definen la tensión nominal que optimiza el funcionamiento de la planta de producción y para dicha tensión se especifica en la Tabla 19 el rango de variación normal en la operación:

Tabla 19. Límites Operativos para la Tensión (Ministère de l'Economie et des Finances, 2000)

Identificación del Campo	Tensión Nominal	Rango de variación normal de la tensión
HTB1	63 kV	55 kV a 72 kV
	90 kV	78 kV a 100 kV
HTB2	225 kV	200 kV a 245 kV
HTB3	400 kV	380 kV 420 kV

3.4.2. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Este requisito se exige a la generación con potencia máxima superior a 40 MW y cuya fuente primaria de energía es distinta a parques eólicos y solares, centrales hidroeléctricas filo de agua y las plantas de reciclaje de residuos.

El generador debe ser capaz de controlar su potencia activa en función de la variación de la frecuencia de la red.

- El valor de potencia mínima, Pmin, debe ser menor del 95% de la potencia máxima, Pmax.
- El punto de operación Pop puede tomar valores entre la potencia mínima y el 97.5% de la potencia máxima.
- Para desviaciones de frecuencia por debajo de 50 Hz la planta de producción tiene que ser capaz de aumentar su potencia activa de tal manera que alcance sucesivamente los niveles Pop + 0.0125 × Pmax dentro de 15 segundos y Pop + 0.025 × Pmax en menos de 30 segundos y de mantener la potencia activa entregada en este último un nivel durante al menos 15 minutos.
- La instalación de producción debe ser capaz, en caso de aumento de la frecuencia por encima de 50 Hz, de reducir la potencia generada de tal manera que alcance sucesivamente los niveles Pop – 0.0125 × Pmax en menos de 15 segundos y Pop - 0.025 × Pmax en menos de 30 segundos.

Banda de Operación Normal en Frecuencia: La banda normal de variación de la frecuencia de la red de transmisión es entre 49.5 Hz y 50.5 Hz.

3.4.3. CONTROL DE TENSIÓN

Toda instalación de generación debe tener una función de control de la tensión por medio de la producción o absorción de potencia reactiva en función de la tensión de la red de transmisión.

- En condiciones de suministro de la potencia activa máxima a tensión nominal, la potencia reactiva Q debe ser capaz de tomar cualquier valor en el intervalo - 0.35 × Pmax y 0.32xPmax.
- Para otras condiciones de suministro de la potencia activa entre el valor mínimo y valores menores de la potencia máxima, a tensión nominal, la potencia reactiva Q debe ser capaz de tomar cualquier valor en el intervalo - 0.28 × Pmax y 0.30xPmax.
- Para toda condición de suministro de la potencia activa superior a la mínima, al 90% de la tensión nominal, la potencia reactiva Q debe ser igual a 0.3xPmax.
- Para toda condición de suministro de la potencia activa superior a la mínima y para tensiones en el intervalo de ± 10% alrededor de Vn, el generador debe ser capaz de modular su producción o absorción de potencia reactiva dentro del diagrama [V, Q] reportado.

3.4.4. CONEXIÓN A LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

3.4.4.1. Tensión de Referencia

La tensión de conexión de referencia para las planta de generación según la potencia máxima, Pmax, se establece en la Tabla 20.

Tabla 20. Tensión de referencia según la potencia máxima (Legifrance (a), 2008)

CAMPO DE TENSIÓN	LÍMITE DE POTENCIA Pmax
BT Monofásico	18 kVA
BT Trifásico	250 kVA
Media Tensión HTA	12 MW

3.4.4.2. Rangos de operación en frecuencia para la generación

Cualquier instalación de generación cuya potencia sea superior a 5 MW debe permanecer en funcionamiento cuando la frecuencia de la red eléctrica toma valores excepcionales en las condiciones de duración y pérdida máxima de potencia que se establecen en la Tabla 21.

Tabla 21. Rangos de operación en frecuencia para la generación (Legifrance (a), 2008)

Gama de frecuencias	Tiempo mínimo de funcionamiento	Pérdida máxima de potencia (%)
Entre 49,5 Hz y 49 Hz.	5 horas	10
Entre 49 Hz y 48 Hz.	3 minutos	10
Entre 48 Hz y 47,5 Hz.	3 minutos	15

Gama de frecuencias	Tiempo mínimo de funcionamiento	Pérdida máxima de potencia (%)
Entre 47,5 Hz y 47 Hz.	20 segundos	20
Entre 50,5 Hz y 51 Hz.	60 minutos	10 (carga)
Entre 51 Hz y 51,5 Hz.	15 minutos	
Entre 51,5 Hz y 52 Hz.	20 segundos	

Cuando la frecuencia es superior a 52 Hz por iniciativa propia el generador puede desconectar la instalación de la red. Si decide mantenerla conectada debe asegurarse de que es capaz de soportar variaciones de frecuencias entre 52 Hz y 55 Hz durante un mínimo de sesenta segundos.

Toda instalación de generación deberá estar equipada con un sistema de control y seguimiento para reducir la potencia generada cuando la frecuencia exceda un umbral ajustable entre 50.5 Hz y 52 Hz. El rendimiento de los sistemas de control y los umbrales de ajuste serán acordados entre el generador y el operador de la red.

3.4.4.3. Control de tensión

Plantas conectadas en baja tensión: No deben absorber potencia reactiva.

Plantas conectadas a media tensión: Deben suministrar o absorber potencia reactiva.

- A tensión nominal ± 5% y proporcionando la potencia Pmax, la planta debe ser capaz, sin límite de tiempo, de proporcionar valores de potencia reactiva Q de al menos el 0.4 Pmax o absorber valores al menos hasta el 0.35 Pmax.
- Para tensiones alrededor de la nominal en el intervalo entre -5% y -10% o entre +5% y +10%, el generador debe ser capaz de modular su producción o absorción de potencia reactiva dentro del diagrama [V, Q] documentado.

3.4.4.4. Tensión de operación en falla (Fault Ride-through Capability)

Toda planta de generación cuya potencia máxima, Pmax, sea mayor o igual a 5 MW debe permanecer en funcionamiento durante una caída de tensión en el punto de conexión y con recuperación de condiciones operativas como lo indica la Figura 30.

- Duración de la falla y despeje en menos de 150 ms.
- Recuperación inmediata a por lo menos el 50% de la tensión.

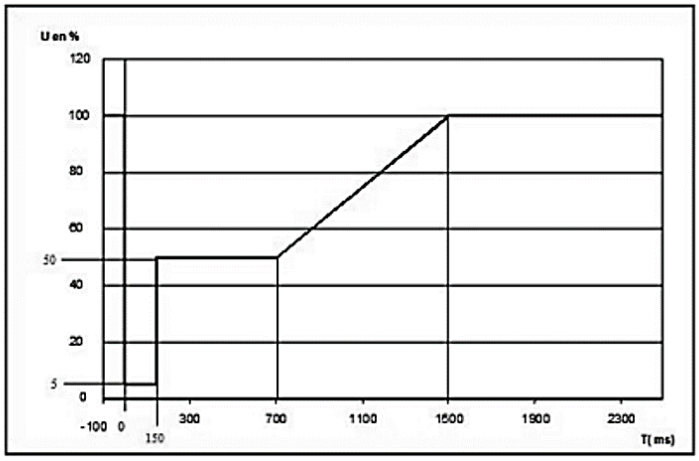


Figura 30. Tensión de operación en falla (Legifrance (a), 2008)

- Recuperación de condiciones nominales alrededor de 1.5 s de presentada la caída de tensión.

3.4.4.5. Protecciones

- La instalación de generación debe estar conectada a tierra.
- El neutro de la red de Baja Tensión no debe estar conectado a tierra en las instalaciones de generación.
- Toda instalación de generación deben contar con interruptor de desconexión automática ante fallas en la generación o en la red.
- La conexión de la instalación de generación no debe conducir, en situación de falla, corrientes de cortocircuito más allá del límite que el equipo de MT o BT de la red pueda soportar.
- Las protecciones del generador deben estar coordinadas con los dispositivos de protección de la red y satisfacer la capacidad de la planta de generación de seguir operando en el caso de alcanzar valores extremos de frecuencia y tensión.
- Sin embargo, el ajuste de los factores desencadenantes de la función de protección se puede adaptar a la solicitud del operador de la red en caso de posibilidades de reconexión automática.

3.4.4.6. Supervisión en Tiempo Real

Si la potencia Pmax de la planta de producción afecta la gestión de la red a juicio del operador, normalmente para potencias mayores o iguales a 5 MW, el generador debe conectar la planta al centro de control de la red con el fin de intercambiar información y solicitudes de acción operativa, en particular sobre la gestión de las potencias activa y reactiva de planta, sus conexiones y desconexiones de la red y el valor de la tensión en el punto de entrega.

3.4.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE FRANCIA

Regulación Primaria de Frecuencia: Este requisito se exige a la generación con potencia máxima superior a 40 MW y cuya fuente primaria de energía es distinta a parques eólicos y solares, centrales hidroeléctricas filo de agua y las plantas de reciclaje de residuos.

Control de tensión: Toda instalación de generación debe tener una función de control de la tensión por medio de la producción o absorción de potencia reactiva en función de la tensión de la red de transmisión.

3.5. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ITALIA

Para el año 2015 la generación de energía fotovoltaica aportó cerca del 9% del consumo de energía en Italia. En potencia representa cerca del 16% de la capacidad de generación instalada (Autorità per l'energia elettrica, 2015).

Los requisitos técnicos para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red están contenidos en el documento *"Plantas de producción fotovoltaica: requisitos mínimos para la Conexión y operación en paralelo a la red HV"* (Terna, 2012).

3.5.1. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

- *La Central deberá tener uno o más transformadores AT/MT con sus sistemas de seguridad y mando.*
- *Los devanados de AT del transformador AT/MT deben estar conectados en estrella, con aislamiento uniforme, con el terminal de neutro accesible y preparado para la posible conexión a tierra y con los devanados de MT conectados en delta.*
- *Los bobinados de AT del transformador AT/MT deberán estar provistos con un interruptor de tensión accionable bajo carga y con regulador automático capaz de permitir una variación de la tensión en circuito abierto de al menos el 12% de la tensión nominal con pasos de derivación.*

3.5.2. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN FUNCIÓN DE LA FRECUENCIA

Durante una fluctuación de frecuencia de la central de generación debe:

- No reducir la potencia suministrada a la red dentro de límites previstos para transiciones de frecuencia entre 47.5 Hz y 50.3 Hz, excepto por razones relacionadas con la disponibilidad de la fuente primaria.
- Reducir la potencia suministrada a la red en función de la magnitud de la desviación de la frecuencia con referencia a 50.3 Hz, en el rango entre 50.3 Hz y 51.5 Hz, con un estatismo entre el 2% y el 5% y que por regla general se puede establecer un valor igual a 2.4%.
- Recuperadas las condiciones de frecuencia alrededor del valor nominal, el aumento en el nivel producción debe tener lugar de manera gradual.
- La banda muerta del controlador debe ser de un valor que no exceda los 50 mHz.

Por lo tanto, es necesario que la central esté equipada con un sistema de control automático de la potencia entregada a la red como una función del valor de la frecuencia que sea compatible con la fuente primaria de energía.

La relación entre la potencia y la frecuencia se representa en la característica de la Figura 31 en la cual se mantiene la potencia suministrada a la red en el máximo de capacidad para frecuencias menores de 50.3 Hz, considerando disponibilidad de la fuente primaria, y para el control de sobrefrecuencia la variación de potencia sigue un estatismo de 2.4% alcanzando una reducción del total de su capacidad para una desviación de frecuencia hasta 51.5 Hz con referencia a 50.3 Hz si no se logra el control de la sobrefrecuencia con otros recursos del sistema.

Rangos de operación en frecuencia para la generación:

En la operación en paralelo con la red eléctrica la central solar deberá permanecer conectada al sistema eléctrico por un tiempo indefinido para valores de frecuencia en el rango 47.5 Hz ≤ f ≤ 51.5 Hz.

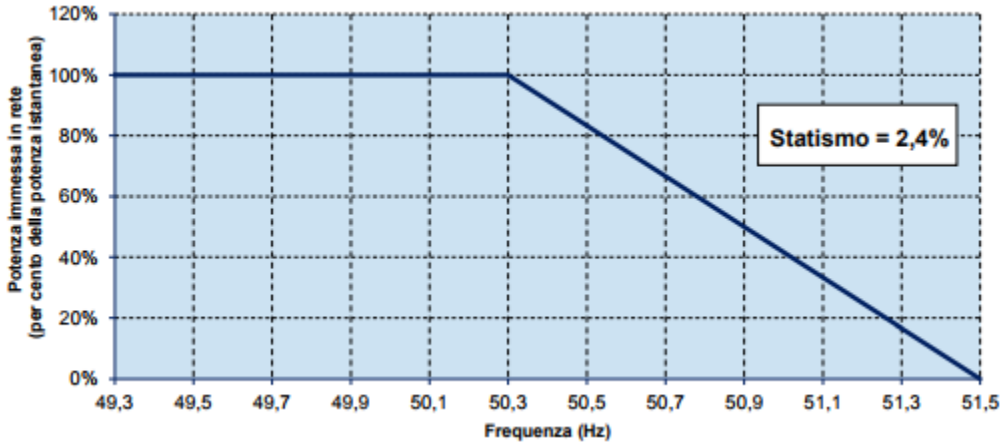


Figura 31. Ajuste de la potencia activa suministrada a la red como una función de la frecuencia (Autorità per l'energia elettrica, 2015)

Sincronismo con la red:

Para asegurar la inserción gradual de la potencia generada por la planta fotovoltaica a la red se considera un gradiente positivo no superior al 20% de la capacidad nominal por minuto.

La puesta en marcha de la planta fotovoltaica se condiciona a una frecuencia de red entre 49.9 Hz y 50.1 Hz.

3.5.3. CONTROL DE LA TENSIÓN

Rangos de operación de tensión:

En condición de carga y operando en paralelo con la red de alta tensión, la central solar deberá mantener en el punto de conexión unos valores de tensión comprendidos entre 85% Vn ≤ V ≤ 115% Vn.

Control de potencia Reactiva:

El control de tensión debe llevarse a cabo como una función de la señal de tensión de referencia recogida por un monitor instalado en la sección de Alta Tensión. El valor de la tensión de referencia será notificado por el Administrador y será modificado por el usuario, si es necesario, en tiempo real como lógica local. El sistema de control central debe estar preparado de tal modo que la potencia reactiva intercambiada por la planta se module por medio de una señal de ajuste a distancia enviado desde un centro de control remoto como lógica centralizada.

La capacidad máxima de entrega o absorción de potencia reactiva por la central solar será igual al 35% de la potencia activa nominal de los convertidores del sistema fotovoltaico en el lado de corriente alterna.

Para el control de la tensión la central solar debe ser capaz de variar continuamente la potencia reactiva dentro de la franja de color azul de la Figura 32 *en función de las necesidades de la red.*

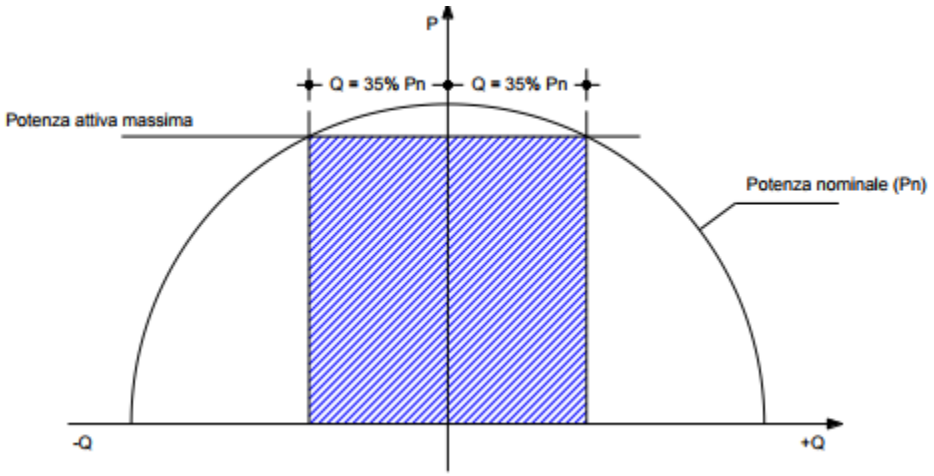


Figura 32. Capacidad de generación de potencia reactiva para el control de tensión (Autorità per l'energia elettrica, 2015)

La Figura 33 *ilustra la curva característica Q = f (V) para la generación o absorción de potencia reactiva según las necesidades de la red en el punto de conexión.*

La curva característica se define mediante los siguientes parámetros:

- *La tensión de referencia, Vref, ajustable entre el 90% y el 110% de la tensión nominal*
- *La tensión máxima, Vmax, ajustable entre el 100% y el 110% de la Vref.*
- *La tensión mínima, Vmin, ajustable entre el 90% y el 100% de la Vref.*
- *La banda muerta, ajustable en valores desde 0% al ± 2% de Vref.*

- *La potencia reactiva máxima en el lado AC de los inversores, ±Q, igual a un valor equivalente al 35% de la potencia activa nominal.*

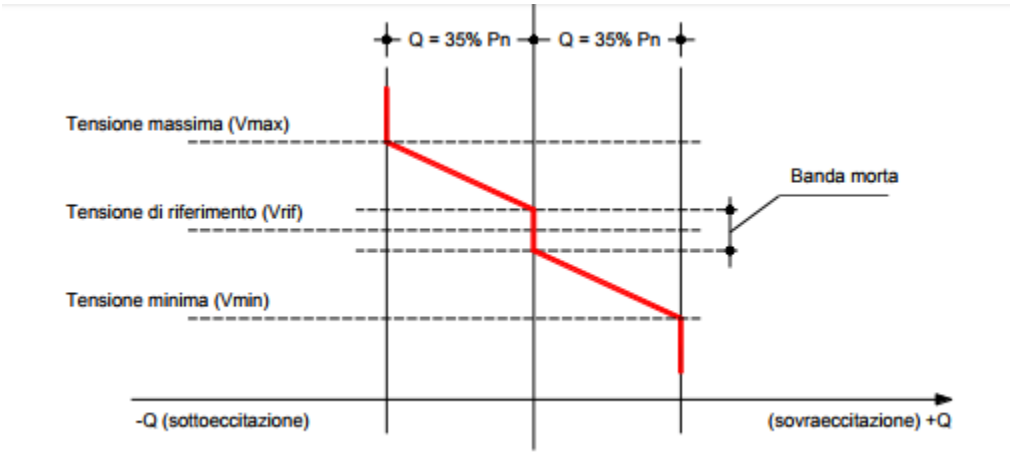


Figura 33. Curva característica Q = f (V) (Autorità per l'energia elettrica, 2015)

3.5.3.1. Calidad de Onda (Voltage Quality)

La central solar debe garantizar un nivel máximo de distorsión armónica total, THD, en el punto de conexión menor del 3% para la red de 150 a 132 kV y menor del 1,5% para la red de 380 a 220 kV.

3.5.3.2. Tensión de operación en falla (FRT – Fault Ride Through)

La generación solar debe ser capaz de permanecer conectada a la red frente a cualquier tipo de falla, monofásica o polifásica, a tierra o aislada de tierra, con evolución de la tensión en el punto de conexión y con los tiempos indicados en la Figura 34.

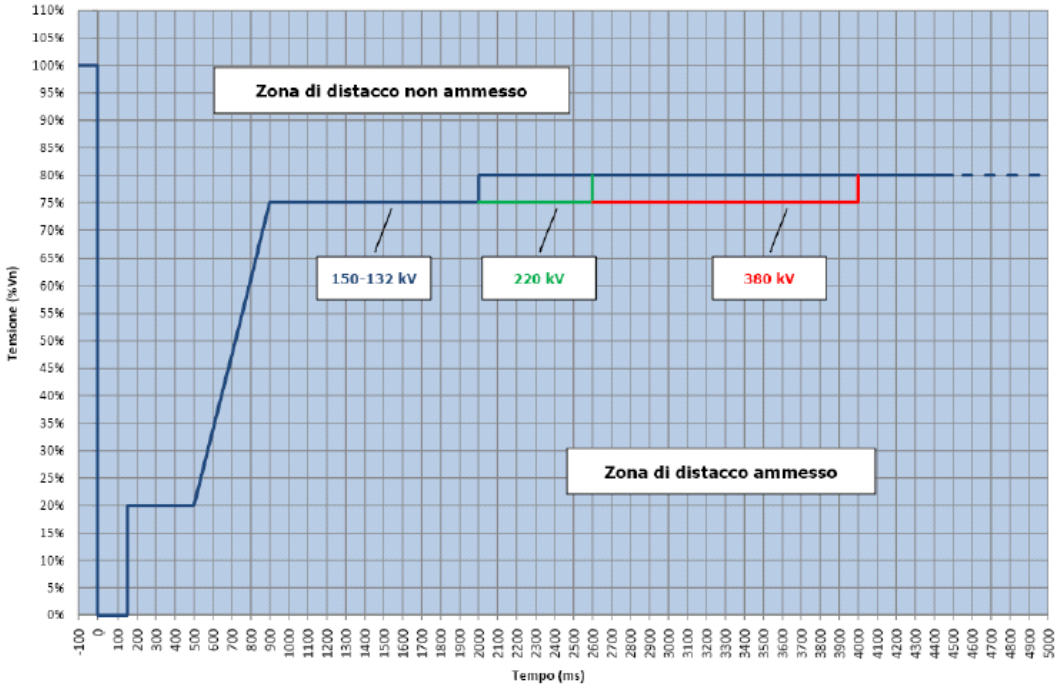


Figura 34. Tensión de operación en falla para plantas solares (Autorità per l'energia elettrica, 2015)

- Ante evolución de la tensión en el punto de conexión sobre la línea azul no se permite desconexión de la generación solar.
- El tiempo de falla debe ser menor de 150 ms.
- La recuperación de la tensión después de despejada la falla debe ser a una tensión mayor del 20% de la tensión nominal.
- Después de 900 ms la tensión debe haberse recuperado por lo menos hasta el 75% de la tensión nominal.
- Para evolución de la tensión en el punto de conexión por debajo de la línea azul es posible la desconexión de la generación solar.

Para centrales eléctricas fotovoltaicas en sistemas de autoproducción se permiten curvas características diferentes con la condición de que se garantice soportabilidad de tensiones cero durante al menos 150 ms.

En el intervalo de la duración del hueco de tensión la central solar debe permanecer conectada a la red incluso si no entregaba potencia activa en el instante inmediatamente anterior a la falla.

Después del restablecimiento de las condiciones normales de funcionamiento la potencia alimentada a la red tendrá que volver a un valor cercano al del momento anterior al de la falla, de acuerdo con la disponibilidad de la fuente primaria, y en un tiempo no superior a 200 ms.

3.5.4. PROTECCIONES

Se deberá disponer de elementos de protección en el lado de alta tensión de la red y en la planta solar que permitan lo correcta operación de la planta y el sistema eléctrico ante fallas eléctricas.

Protecciones en el lado de alta tensión (AT) de la red que se deben incluir con sus ajustes y temporizaciones:

- Dos umbrales para sobretensión (59)
- Un umbral para baja tensión (27)
- Dos umbrales para tensión homopolar (59N)
- Dos umbrales para sobrefrecuencia (81>)
- Dos umbrales para baja frecuencia (81<)

Protecciones adicionales de la planta fotovoltaica para ser instaladas en la placa del inversor de CA:

- Dos umbrales para sobretensión (59)
- Un umbral para baja tensión (27)
- Dos umbrales para tensión homopolar (59N)
- Dos umbrales para sobrefrecuencia (81>)

Un esquema típico de conexión a la red de una planta solar donde se detallan las protecciones indicadas se muestra en la Figura 35*.*

3.5.4.1. Protección de inversores

Protección de baja tensión del inversor (27)

Se requiere que los convertidores sean capaces de permanecer conectados a la red en caso de fallas externas:

- *Fuente de alimentación*
- *Umbral: Tensión igual a 80% de VnI donde VnI es el voltaje nominal del inversor.*

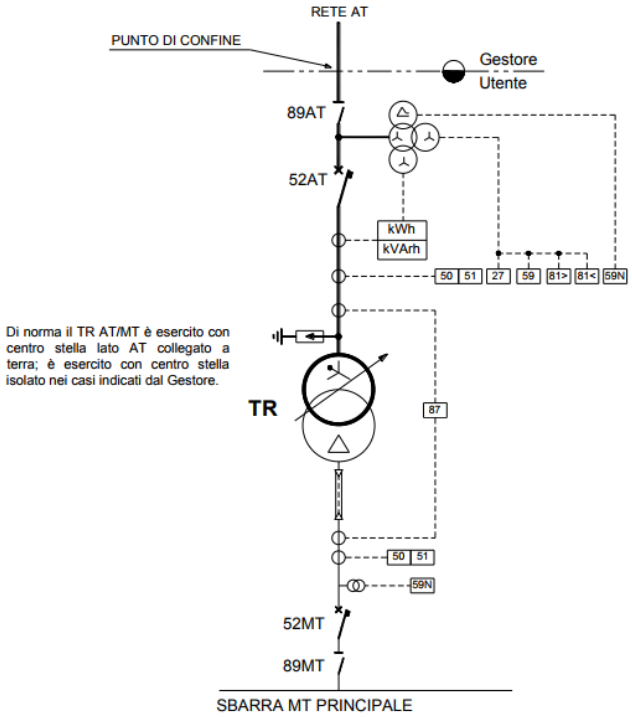


Figura 35. Protecciones eléctricas típicas del transformador de conexión MV / HV, de la red y de la planta de energía solar (Autorità per l'energia elettrica, 2015).

- *Temporizaciones:*
  - *2.0 s para las centrales eléctricas conectadas a la red de 132 a 150 kV.*
  - *2.6 s para las estaciones conectadas a la red de 220 kV.*
  - *4.0 s para las estaciones conectadas a la red de 380 kV.*
- *Acción: Detener el inversor con o sin apertura de la contactor interno.*

Protección de sobretensión del inversor (59):

- *Fuente de alimentación.*
- *Primer umbral de intervención, Tensión igual a 115% de VnI.*
- *Retardo primera umbral de 1.0 s.*
- *Segundo umbral de intervención Tensión igual a 120% de VnI.*
- *Retardo segundo umbral de 0.1 s.*
- *Acción: Detener el inversor, parada electrónica con o sin apertura del contactor interno.*

Protección de baja frecuencia del inversor (81 <)

- *Fuente de alimentación.*
- *Primer umbral de intervención, Frecuencia de 47.5 Hz.*
- *Retardo primer umbral de 4.0 s*
- *Segundo umbral de intervención, Frecuencia de 46.5 Hz.*
- *Retardo segundo umbral de 0.1 s.*
- *Acción: Detener inversor, parada electrónica con o sin apertura del contactor interno.*

Protección de sobre frecuencia del inversor (81>)

- *Fuente de alimentación.*
- *Primer umbral de intervención, Frecuencia de 51.5 Hz.*
- *Retardo primer umbral de 1.0 s.*
- *Segundo umbral, Frecuencia igual a 52.5 Hz.*
- *Retardo segundo umbral de 0.1 s.*
- *Acción: Detener inversor con o sin apertura del contactor interno.*

Protección eléctrica contra fallas internas en el transformador MT/AT:

- *Corriente de fase máxima lado AT.*
- *Diferencial de Transformador.*
- *Corriente de fase máxima lado MT.*

Las acciones determinadas por la intervención de tales protecciones son la apertura y el bloqueo de los interruptores AT y MT del transformador elevador.

3.5.5. MEDICIÓN

El sistema de medición del generador fotovoltaico debe estar integrado en los procesos de control tanto en tiempo real como en tiempo diferido para permitir:

- *En el primer caso a través de la visibilidad de las señales de telemetría y remotas la aplicación de todas las acciones necesarias para proteger el sistema eléctrico.*
- *En el segundo caso a través de los sistemas de vigilancia, el análisis de fallas, incluyendo comprobación del correcto funcionamiento de las protecciones y el comportamiento esperado de la planta durante perturbaciones en la red.*

El administrador del sistema también requiere la disponibilidad de la siguiente información:

- *La irradiación directa [W / m2].*
- *La irradiación plano horizontal [W / m2].*
- *Temperatura de Módulo [° C].*
- *Temperatura ambiente [° C].*

3.5.6. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ITALIA

Es necesario que las centrales de generación fotovoltaicas estén equipada con un sistema de control automático de la potencia entregada a la red como una función del valor de la frecuencia que sea compatible con su la fuente primaria de energía.

3.6. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ESTADOS UNIDOS

La energía fotovoltaica representó para el año 2015 con alrededor de 20 GW el 2% de la capacidad total instalada, 1160 GW. Para el 2016 se instalaron 7.7 GW en solar para un total de unos 28 GW sin contar una instalación de 3.4 GW de potencia en generadores distribuidos. De 4100 TWh producidos en 2016 la energía solar alcanzó una contribución del 0.9%.

La regulación eléctrica en los Estados Unidos inicia su historia desde al año 1935 con la publicación del "Federal Power Act (FPA)" con el cual se inició la supervisión del sector. Posteriormente se reguló la política de los servicios públicos con el "Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)" en 1978. En el año 1996 la "Federal Energy Regulatory Commission (FERC)" liberó el acceso a la red de transmisión por medio de las "FERC Orders 888 & 889" y a partir de 2003 se aprobaron las leyes de Interconexión al Sistema Eléctrico de Potencia por medio de la "FERC Order 2003": "Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures" (Federal Energy Regulatory Commission (b), 2003).

Para la conexión de generadores a la red se toman como referencia las siguientes normas:

- "FERC Order 2003 – Appendix C": Por la cual se establecen los procedimientos estandarizados de interconexión para grandes generadores, más de 20 MW, "Large Generators Interconnection Procedures – LGIP" (Federal Energy Regulatory Commission (a), 2003).
- "FERC Order 661 2005": Por la cual se establece el código de interconexión estándar para plantas fotovoltaicas (Federal Energy Regulatory Commission, 2005).
- "FERC Orders 2006 & 792 (2006,2013)": Por las que se establecen los procedimientos estándar de interconexión para pequeños generadores, menores de 20 MW (Federal Energy Regulatory Commission, 2013).

3.6.1. ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESTADOS UNIDOS

3.6.1.1. Red de transmisión

La red eléctrica consta de cuatro redes interconectadas como lo ilustra la Figura 36. Mapa de las cuatro Redes Eléctricas Interconectadas de Norteamérica : La Interconexión Oriental que incluye dos tercios de la parte oriental de los Estados Unidos y fracción de Canadá, la Interconexión Occidental –WECC- que incluye gran parte del oeste de los Estados Unidos, las provincias canadienses de Alberta y Columbia Británica y una porción de Baja California de México, la Interconexión de Texas – ERCOT-, y la Interconexión de Quebec, Canadá. Cada red eléctrica funciona independientemente aunque existen algunos enlaces de corriente continua (DC) entre ellos (U.S. Department of Energy, 2015).

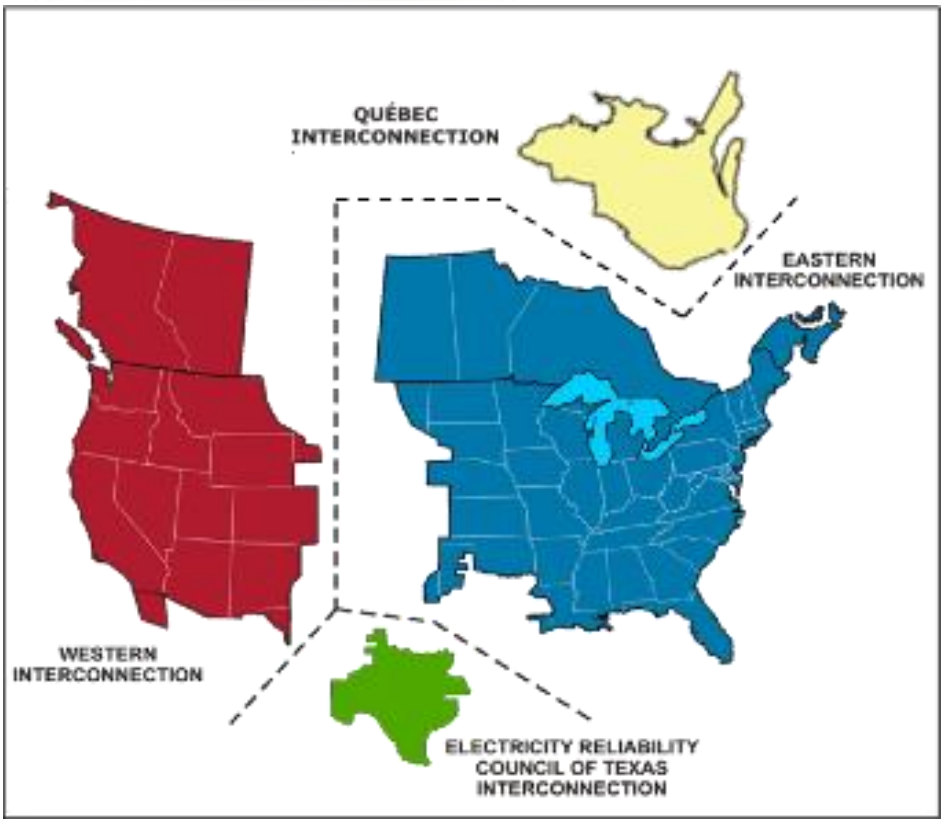


Figura 36. Mapa de las cuatro Redes Eléctricas Interconectadas de Norteamérica (U.S. Department of Energy, 2015)

Los niveles de tensión se clasifican como:

- Ultra Alta Tensión (UAT): > 765 kV
- Extra Alta Tensión (EAT): 345, 500, 765 kV
- Alta Tensión (AT): 115, 138, 161, 230 kV
- Media Tensión (MT): 34, 46, 69 kV
- Baja Tensión (BT): < 34 kV

Las redes de corriente continua se utilizan para conectar redes eléctricas de corriente alterna –CA- que funcionan a diferentes frecuencias, son normalmente más económicas que la transmisión de CA a distancias considerablemente largas y resultan funcionales en sistemas de transmisión submarinos.

3.6.1.2. Principales organismos reguladores

FERC: La Comisión Federal de Regulación de Energía es una agencia independiente dentro del Departamento de Energía de los Estados Unidos que regula la transmisión de electricidad y otras actividades del Sector Eléctrico.

- Regula la transmisión y las ventas al por mayor de electricidad.
- Mantiene la confiabilidad del sistema de transmisión mediante la promulgación y verificación de estándares de confiablidad de obligatorio cumplimiento.

La Ley de Política Energética de 2005 amplió la autoridad de la FERC para establecer requisitos y hacerlos cumplir en relación con la confiabilidad de recursos energéticos promoviendo el desarrollo de una infraestructura energética segura, confiable y eficiente.

NERC: La Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) es una autoridad regulatoria internacional sin ánimo de lucro cuyo objetivo es asegurar la confiabilidad del sistema de potencia. En 2006 y sin ceder su autoridad sobre las decisiones, la FERC designó a la NERC como la organización de confiabilidad eléctrica (ERO) del gobierno otorgándole el poder de supervisar y regular el mercado eléctrico con base en estándares de confiabilidad. El área de responsabilidad de la NERC abarca los Estados Unidos, Canadá y la parte norte de Baja California, México.

Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) y Operadores de Sistemas Independientes (ISO): Son entidades regionales dentro de las tres principales interconexiones en los Estados Unidos.

- Un Operador de un Sistema Independiente opera la red eléctrica de su región, regula la confiabilidad y administra el mercado de electricidad.
- La Organización Regional de Transmisión desempeña las mismas funciones que la ISO, pero tiene mayor responsabilidad sobre la red de transmisión, responsabilidad delegada por la FERC: Coordinan, controlan y supervisan el funcionamiento del sistema de energía eléctrica dentro de su territorio.

El Concejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) no está regido por la autoridad de la FERC sobre la transmisión interestatal y los mercados mayoristas pero está sujeto a la supervisión de la NERC y la regulación de la FERC para la confiabilidad.

Servicios complementarios exigidos a los generadores: Son servicios necesarios para apoyar la transmisión de energía eléctrica desde la generación hasta la carga manteniendo un funcionamiento confiable del sistema de transmisión. Incluyen reserva rodante y reserva suplementaria para el control de frecuencia y potencia reactiva para el control de tensión.

3.6.1.3. Confiabilidad y seguridad del sistema de potencia

Las leyes y reglamentos federales y estatales definen un conjunto de obligaciones, reglas y procedimientos para asegurar la confiabilidad del sistema de potencia y el cumplimiento de esos mandatos está a cargo de autoridades nacionales y regionales, agencias estatales, operadores de redes regionales, operadores de sistemas independientes (RTOs / ISOs), organizaciones regionales de confiabilidad y propietarios de centrales eléctricas (Analysis Group, 2017).

En los conceptos de confiabilidad, la NERC define la seguridad del sistema como equivalente a la "operación confiable”. La seguridad del sistema depende de la capacidad sus elementos para adaptarse a las condiciones cambiantes y hacerlo con suficiente redundancia en las capacidades

operativas para gestionar y recuperarse de una variedad de posibles contingencias como pérdida de generación, de elementos de red o de carga.

Para garantizar la seguridad del sistema se requieren "servicios esenciales de confiabilidad" prestados por los generadores y definidos por la NERC que se representan en dos categorías funcionales:

- **Control de frecuencia**: Capacidad del sistema para mantener la frecuencia del sistema dentro de una banda técnica operativa en todo momento, normalmente dentro de decenas de mHz alrededor de la frecuencia nominal de 60 Hz, y que se realiza con varias estrategias:
  - **Control de Potencia Activa:** Para mantener el balance generación-demanda con la capacidad de la generación de aumentar en rampas o disminuir la potencia activa generada en respuesta a las necesidades del operador. Se mide en MW/minuto.
  - **Regulación Primaria y Secundaria:** Con respuesta en segundos a través del regulador de velocidad o mediante sistemas de control de generación automática (AGC) se ajusta la generación en aumento o disminución en respuesta a las señales de frecuencia del sistema ante desbalances generación-carga.
  - **Reserva Operativa:** Reservas rodante, no rotativa y suplementaria, requieren sincronización las dos últimas, y con respuesta desde 10 minutos hasta tiempos mayores.
  - **Desempeño frente a eventos de frecuencia**: Capacidad de las plantas para mantenerse en operación durante los eventos y recuperar la frecuencia a la banda operativa.
  - **Componente de Inercia**: Energía rotativa almacenada para contrarrestar la caída de frecuencia frente a pérdidas inesperadas de generación.
  - **Inercia "sintética":** La NERC describe como una nueva **inercia "sintética"** la que está disponible en segundos para inyección o desconexión rápida de potencia activa en la generación solar, después de un desbalance.
  - **Frecuencia de operación bajo falla**: Es la capacidad de mantenerse en operación durante y después de una perturbación de frecuencia.
- **Control de Tensión:** Es la capacidad de los recursos del sistema para mantener las transferencias de potencia activa a través de la red de transmisión mediante el uso de fuentes de potencia reactiva, fundamentalmente generadores, condensadores, reactores, etc. La tensión en el sistema debe mantenerse dentro de una banda operativa aceptable tanto en operación normal como después de la evolución de contingencias en el sistema.
  - El soporte de tensión es de naturaleza local, puede cambiar rápidamente y depende en parte del tipo y ubicación de los generadores conectados al sistema de transmisión.
  - El control de la tensión con la generación o absorción de potencia reactiva dentro de la curva de capacidad puede hacerse controlando el factor de potencia o en función de una tensión objetivo. La generación solar cuenta con tecnología para esta función.
  - **Tensión de operación bajo falla**: Es la capacidad de mantenerse en operación durante la falla, aportar al soporte de tensión en la etapa de recuperación de la perturbación y controlar la tensión al ingresar a la banda operativa.

3.6.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

Simulaciones y análisis eléctrico para determinar el impacto del proyecto:

- *Análisis de Cortocircuito*
- *Flujo de carga de estado estable*
- *Estabilidad dinámica*

El Grupo de Trabajo de Modelamiento de Energías Renovables (REMTF, por su sigla en inglés) del Concejo Coordinador de Electricidad del Occidente (WECC, por su sigla en inglés) abordó los problemas de simulación de sistemas fotovoltaicos elaborando un documento titulado "Guía WECC para la Representación de Sistemas Fotovoltaicos en Simulaciones de Flujo de Carga de Gran Escala" (WECC Modeling and Validation Work Group, 2010)**.**

Modelo para Flujo de Cargas:

Las grandes centrales de generación fotovoltaica tienen una configuración interna compleja y la Guía WECC recomienda que sean modeladas como un único equivalente de máquina como se ilustra en la Figura 37.

Como lo expresa la Guía WECC:

"En este modelo el generador equivalente representa la capacidad de generación total de todos los inversores, el transformador equivalente representa el efecto agregado de todos los transformadores elevadores y el ramal equivalente del sistema de colectores representa el efecto agregado del colector del sistema de las plantas fotovoltaicas. Con los parámetros ajustados, este modelo debe aproximar las características de flujo de cargas de la planta fotovoltaica en el punto de interconexión, las pérdidas reales y reactivas del sistema colector y el perfil de tensión medio en los terminales del inversor en la instalación fotovoltaica (WECC Modeling and Validation Work Group, 2010)*".*

Modelos Dinámicos:

Los problemas dinámicos dentro del sistema de potencia como la estabilidad transitoria requieren modelos dinámicos de las máquinas síncronas, turbinas y gobernadores, cargas, líneas de transmisión de corriente continua de alta tensión –HVDC-, compensadores estáticos de reactivos -SVC-, inversores y otros dispositivos de acción rápida.

Como modelos dinámicos para generadores de energía fotovoltaica se utilizan algunos modelos de fabricantes y modelos de usuario a falta de modelos estandarizados, con alguna incertidumbre en los resultados para cumplir con los requisitos exigidos por "The North American Electric Reliability Corporation" (NERC). El Grupo de Trabajo de Modelamiento de Energías Renovables está trabajando para establecer modelos estandarizados y mejorar la simulación del desempeño de la generación fotovoltaica en el sistema eléctrico.

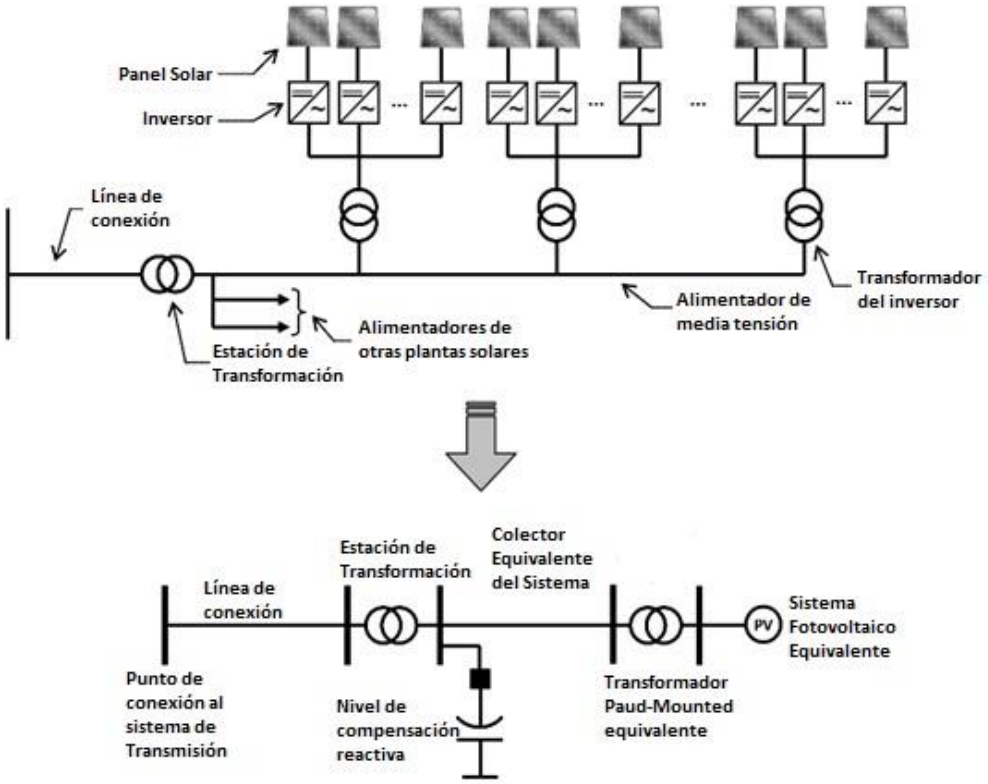


Figura 37. Topología de una Planta Fotovoltaica y su correspondiente Equivalente de Máquina (Laboratories, 2012)

3.6.3. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA

El control de potencia activa en la generación fotovoltaica se rige por la regulación regional. La Figura 38 muestra una curva Potencia-Frecuencia que ajusta la potencia de salida del generador a medida que varía la frecuencia en la red.

Para mantener una reserva rodante se despacha intencionalmente una potencia menor que la potencia de punto máximo disponible (P_{MPPT}). Esta reserva se usa en regulación primaria durante condiciones de baja frecuencia con una rampa de operación identificada como estatismo de baja frecuencia, “Droop-“.

Existe una banda de frecuencia identificada como banda muerta con límites inferior DB_{low} y superior DB_{high} entre los que se mantiene invariable la potencia despachada.

Cuando la frecuencia de la red supera el límite superior se entra en una condición de sobrefrecuencia en la que se solicita a la generación fotovoltaica reducir su potencia activa generada con una rampa de disminución identificada como estatismo de alta frecuencia, “Droop+“.

Los parámetros para controlar la potencia generada en función de la frecuencia suelen establecerse a nivel del inversor.

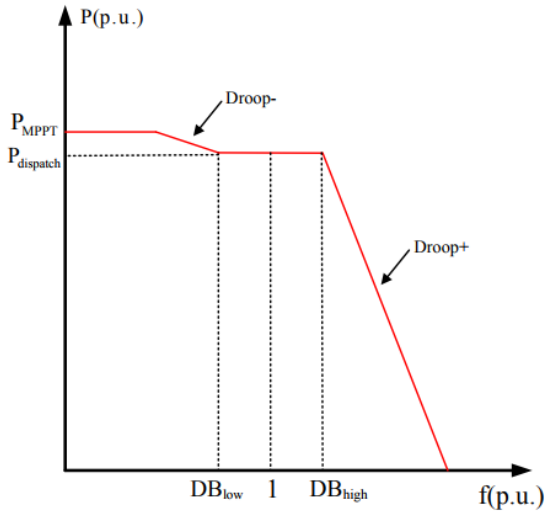


Figura 38. Curva característica de Control de Potencia Activa generada en función de la frecuencia de la red (NREL, 2017)

Aunque la curva presentada desempeña una función similar a la del control de un regulador de velocidad, el inversor fotovoltaico funciona con electrónica de potencia y su tiempo de respuesta es mucho más rápido que el de un regulador de velocidad de centrales eléctricas convencionales, una constante de tiempo electrónica comparada con una constante de tiempo mecánica.

Además, el control de potencia activa para la regulación de frecuencia debe cumplir con la Norma IEEE 519-1992, "Prácticas y Requisitos Recomendados para el Control de Armónicos en Sistemas de Energía Eléctrica".

3.6.3.1. Rangos de operación en frecuencia de los generadores

El “Acuerdo para la interconexión de grandes generadores estándares” publicado por la FERC establece que los generadores de energía deberán cumplir con requisitos de tolerancia a fluctuaciones de frecuencia en la red por fuera del valor nominal, requisitos definidos por un Concejo de Confiablidad Federal reconocido (FERC, 2004).

En el Área de influencia del WECC las plantas fotovoltaicas a gran escala conectadas a la red deberán cumplir con los requisitos exigidos por esta entidad.

Recientemente, NERC estableció una norma de protección y control denominada “NERC PRC-024-2” con alcances hacia la tolerancia en frecuencia de los generadores de las cuatro redes interconectadas (NERC, 2015).

En la Figura 39 y desde la Tabla 22 hasta la Tabla 25 se muestran los requisitos establecidos como soportabilidad de los generadores en condiciones de frecuencia fuera de la nominal y la banda operativa según la norma mencionada en las cuatro redes interconectadas del sistema de transmisión (NERC, 2015).

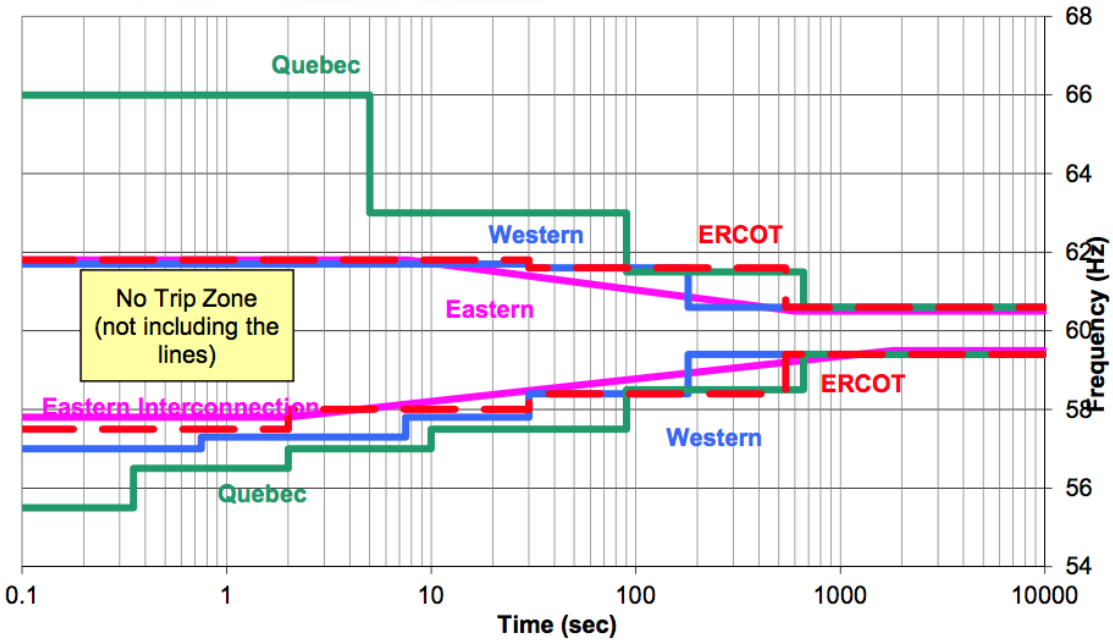


Figura 39. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de las cuatro redes interconectadas del sistema de transmisión (NERC, 2015).

Tabla 22. Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Oriental con Temporizaciones (NERC, 2015)

Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Oriental y Temporizaciones			
Baja frecuencia		**Sobrefrecuencia**	
Frecuencia (Hz)	**Temporización (s)**	**Frecuencia (Hz)**	**Temporización (s)**
>59.5	Operación continua	<60.5	Operación continua
≤59.5	$10^{(1.7373*f-100.116)}$	≥60.5	$10^{(90.935-1.457*f)}$
≤57.8	Disparo instantáneo	≥61.8	Disparo instantáneo

Tabla 23. Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Occidental con Temporizaciones (NERC, 2015)

Rangos de Operación en frecuencia para generadores del Sistema Occidental con Temporizaciones			
Baja frecuencia		**Sobrefrecuencia**	
Frecuencia (Hz)	**Temporización (s)**	**Frecuencia (Hz)**	**Temporización (s)**
>59.4	Operación continua	<60.6	Operación continua
≤59.4	180	≥60.6	180
≤58.4	30	≥61.6	30
≤57.8	7.5		
≤57.3	0.75		
≤57.0	Disparo instantáneo	≥61.7	Disparo instantáneo

Tabla 24. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión de Quebec con Temporizaciones (NERC, 2015)

Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión de Quebec con Temporizaciones			
Baja frecuencia		**Sobrefrecuencia**	
Frecuencia (Hz)	**Temporización (s)**	**Frecuencia (Hz)**	**Temporización (s)**
>59.4	Operación continua	<60.6	Operación continua
≤59.4	660	≥60.6	660
≤58.5	90	≥61.5	90
≤57.5	10		
≤57.0	2	≥63.0	5
≤56.5	0.35		
≤55.5	Disparo instantáneo	≥66.0	Disparo instantáneo

Tabla 25. Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión ERCOT con Temporizaciones (NERC, 2015)

Rangos de Operación en frecuencia para generadores de la Interconexión ERCOT con Temporizaciones			
Baja frecuencia		**Sobrefrecuencia**	
Frecuencia (Hz)	**Temporización (s)**	**Frecuencia (Hz)**	**Temporización (s)**
>59.4	Operación continua	<60.6	Operación continua
≤59.4	540	≥60.6	540
≤58.4	30	≥61.6	30
≤58.0	2		
≤57.5	Disparo instantáneo	≥61.8	Disparo instantáneo

3.6.3.2. Esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia

Los rangos de operación en frecuencia de los generadores están coordinados con los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia que tratan de restablecer el equilibrio generación-demanda sin afectar la generación que queda en línea.

La Tabla 26 ilustra el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia del Sistema Occidental diseñado por WECC de manera coordinada con la soportabilidad de la generación para controlar la frecuencia en condiciones operativas fuera de la banda de operación (WECC, 2005). Los demás sistemas interconectados poseen sus propios esquemas de desconexión de carga coordinados con los rangos de operación en frecuencia de los generadores.

Tabla 26. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia del Sistema Occidental (WECC, 2005)

Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia del Sistema Occidental			
Etapa de Desconexión	**Carga Desconectada (% de la demanda)**	**Umbral de Frecuencia (Hz)**	**Temporización (Incluye tiempo de Interruptor)**
1	5.3	59.1	14 ciclos
2	5.9	58.9	14 ciclos
3	6.5	58.7	14 ciclos
4	6.7	58.5	14 ciclos
5	6.7	58.3	14 ciclos
Desconexión automática de carga adicional para corregir estancamiento en baja frecuencia			
	2.3	59.3	15 s
	1.7	59.5	30 s
	2.0	59.5	60 s
Restauración automática de carga de la Etapa 1 de umbral 59.1 Hz para evitar sobrefrecuencias			
	1.1	60.5	30 s
	1.7	60.7	5 s
	2.3	60.9	15 ciclos

3.6.4. CONTROL DE TENSIÓN

La Comisión Electrotécnica Internacional 60038 clasifica los niveles de tensión así:

- Baja Tensión (BT): Tensiones inferiores a 1000 V.
- Media Tensión (MT): Tensiones entre 1 kV y 35 kV.
- Alta Tensión (AT): Tensiones entre 35 kV y 230 kV.
- Extra Alta Tensión (EAT): Tensiones mayores a 230 kV.

Una variación de tensión se define como la magnitud en que se desvía la tensión del valor nominal en un punto de la red. En la red de distribución una variación en el nivel de media tensión se refleja en una variación en el lado de baja tensión en los lugares de suministro al cliente. Según el Manual de Interconexión de Generación de San Diego Gas and Electric's (SDGE, según sus siglas en inglés) los rangos de operación en tensión son:

- $Vn \leqq 69$ kV con variaciones de ± 5.0%.
- 69 kV < $Vn \leqq 161$ kV con variaciones de ± 2.5%.
- $Vn > 161$ kV con variaciones de ± 2.5%.

3.6.4.1. Generación de potencia reactiva

La curva de capacidad de generadores grandes considera factores de potencia ajustables con rango de potencia reactiva dinámico sujeto a las exigencias establecidas por el Operador de la Red (FERC, 2004).

Los inversores fotovoltaicos para conexión a redes de distribución están diseñados para funcionar a factor de potencia unitario cuando generan a la potencia nominal. En general para mantener un rango de factor de potencia de hasta ± 0.95 se recurre a estrategias como despachar una fracción por debajo de la potencia nominal según la curva de capacidad, fracción usada adicionalmente como reserva rodante y liberar capacidad de generar potencia reactiva.

3.6.4.2. Tensión de operación en falla

El argumento para este requisito se fundamenta en el hecho de que durante una falla en el sistema la desconexión inmediata de generadores grandes o pequeños en cascada aumenta el riesgo para el sistema eléctrico. Para la generación distribuida (DG) los requisitos de interconexión aplicables se definen en la norma IEEE 1547, que establece que los generadores distribuidos se deben desconectar de la red, transcurrido un cierto período de tiempo después de una perturbación, para evitar interferir con los esquemas de protección y evitar la operación en isla no intencional.

En los Estados Unidos los requisitos de tensión de operación en falla para las plantas eólicas se normalizaron por primera vez en la Orden 661A de la FERC y este requisito se asimila aplicable a las plantas fotovoltaicas conectadas a la red de transmisión. El requisito de la FERC exige que un generador tolere una tensión cero en el punto de conexión (típicamente el lado primario del transformador de la estación) durante un tiempo de hasta 0.15 segundos (9 ciclos) y durante el período restante de recuperación de la tensión. El requisito de la FERC no es específico acerca de la posibilidad de desconectarse de la red durante el período de recuperación de la tensión. La Figura 40 muestra la curva de Tensión de operación en falla contenida en la norma de protección NERC PRC-024-2 (NERC, 2015). La Tabla 27 presenta los ajustes de la curva para sobretensión y baja tensión con sus correspondientes temporizaciones.

Tabla 27. Ajustes de la Curva de Tensión de operación en falla (NERC, 2015)

Ajustes de la Curva de Tensión de operación en falla			
Baja Tensión		**Sobretensión**	
Tensión (p.u.)	**Temporización (s)**	**Tensión (p.u.)**	**Temporización (s)**
<0.90	3	>1.10	1
<0.75	2	>1.15	0.50
<0.65	0.30	>1.175	0.20
<0.45	0.15	>1.20	Disparo instantáneo

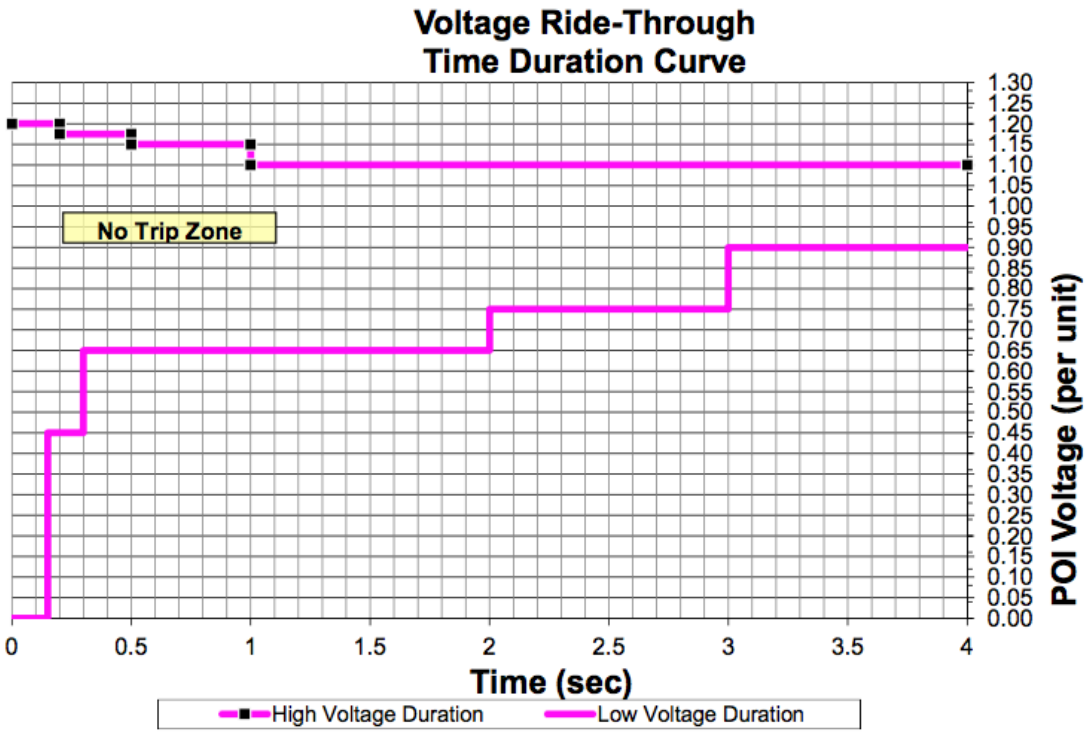


Figura 40. Curva de Tensión de operación en falla (NERC, 2015).

La tensión base por unidad para estas curvas es la tensión nominal de funcionamiento del generador, en el punto de conexión a la red, especificada por el operador en los análisis de la confiabilidad de los Sistemas de Transmisión.

Para baja tensión la curva se fundamenta en fallas trifásicas en la red de transmisión, zona 1 de protección, con despeje normal que no exceda los 9 ciclos, y aplica a desviaciones de tensión independiente del tipo de causa de inicio del evento.

Para la aplicación de los requisitos según las curvas de tensión se considera que la frecuencia del sistema es 60 Hertz. Al evaluar la protección Volts / Hertz se debe ajustar la magnitud de la curva de sobretensión en proporción a las desviaciones de frecuencia por debajo de 60 Hz.

Para baja tensión se toman las tensiones menores fase-tierra o fase-fase y para sobretensión los mayores valores de tensión fase-fase.

3.6.4.3. Calidad de Onda (Voltage Quality)

Inyección DC: La inyección de corriente continua es una corriente indeseada que fluye en una o más fases a la salida del inversor de potencia. Si el valor es pequeño el “offset DC” no interferirá con el funcionamiento del transformador o las reactancias. Si el “offset de DC” es suficientemente grande impacta el punto de operación del transformador en la característica magnética B-H alcanzando el rango de funcionamiento no lineal por saturación. Esta condición crea una tensión inducida no

senoidal y aumenta las pérdidas en el núcleo, la temperatura de los devanados y provoca altas exigencias y eventualmente una falla en el aislamiento del devanado.

Para el funcionamiento de una central eléctrica fotovoltaica conectada a la red la componente de DC inyectada en el punto de conexión no debe ser superior al 0,5% de la corriente AC nominal.

3.6.5. PROTECCIONES

Durante el estudio de factibilidad se evalúan diferentes opciones para la configuración de la subestación y el punto de conexión para la instalación del generador fotovoltaico.

Algunas configuraciones requieren la instalación de un interruptor de sincronización para generadores, otras usan subestaciones de paso conectadas a la red de transmisión pero toda configuración resultante debe proveer protección para el transformador y las facilidades para la desconexión y reconexión del generador.

3.6.6. SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL

La "FERC Order 661A" establece requisitos de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) para plantas eólicas que se aplican a plantas fotovoltaicas a gran escala, donde la finalidad del requisito es que el propietario de la planta pueda transmitir datos y recibir instrucciones del operador de red a fin de mantener la confiabilidad del sistema (Federal Energy Regulatory Commission, 2005). Información más detallada del uso del SCADA sobre aplicaciones en los sistemas de potencia está contenida en la Norma IEEE 1547.3, "Guía IEEE para monitoreo, intercambio de información y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas de energía eléctrica".

3.6.7. REQUISITOS PARA PLANTAS MENORES

Publicada en 2005, la "FERC Order 2006" regula las normas de conexión para los pequeños generadores mediante el "Procedimiento de Interconexión de Pequeños Generadores" (SGIP, por sus siglas en inglés) y el "Acuerdo de Interconexión de Pequeños Generadores" (SGIA, en inglés) para generadores con una capacidad menor o igual a 20 MW (Federal Energy Regulatory Commission, 2005).

California, Hawai y Nueva Jersey no imponen límite de tamaño para los generadores que desean conectarse a la redes de transmisión.

La revisión de las normas incluyó un "proceso acelerado" para la conexión de instalaciones de generación con capacidad inferior a 5 MW en respuesta al rápido incremento de la generación distribuida a partir de energía solar a pequeña escala (Federal Energy Regulatory Commission, 2013).

En la Tabla 28 se presentan algunos rangos de potencia y niveles de tensión para pequeños generadores que pueden aplicar al "proceso acelerado" de conexión.

Tabla 28. Criterios de capacidad y tensión para "proceso acelerado" de conexión de generadores con inversores ≤ 5 MW (Federal Energy Regulatory Commission, 2013)

Tensión del punto de Conexión	Capacidad para "proceso acelerado" independientemente de la ubicación	Capacidad para "proceso acelerado" ≤2,5 millas desde la subestación
< 5 kV	≤ 500 kW	≤ 500kW
≥ 5 kV y < 15 kV	≤ 2 MW	≤ 3 MW
≥ 15 kV y < 30 kV	≤ 3 MW	≤ 4 MW
≥ 30 kV ≤ 69 kV	≤ 4 MW	≤ 5 MW

Los requisitos técnicos para la conexión de plantas de generación fotovoltaica a pequeña escala están basados en la Norma Técnica IEEE 1547: *"Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"*

3.6.7.1. Rangos de operación en frecuencia para plantas menores

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre dentro de los rangos dados en la Tabla 29, el generador se desconectará del sistema eléctrico dentro del tiempo de despeje indicado. Para plantas de capacidad máxima inferior o igual a 30 kW los umbrales de frecuencia y temporización pueden ser fijos o ajustables en campo y para plantas de potencia superior a 30 kW deben ser ajustables en campo.

Tabla 29. Respuesta de plantas menores en baja tensión a frecuencias anormales (Federal Energy Regulatory Commission, 2013)

Potencia de la Planta	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 – 57.0} (punto de operación ajustable)	Ajustable entre 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

3.6.7.2. Control de tensión

Un generador distribuido (GD), planta menor, no debe regular activamente la tensión en el punto de conexión. Los requerimientos de tensión en el punto de conexión están establecidos en la norma ANSI C84.1-1995, Rango A, Figura.

La generación distribuida al conectarse en paralelo con el Sistema Eléctrico de Potencia no debe causar una fluctuación de la tensión más allá del ± 5% en el punto de conexión y no intentará conectarse a la red en caso de que en ella exista una ausencia de tensión.

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

		Range A			Range B		
		Maximum	Minimum		Maximum	Minimum	
Nominal System Voltage	Nominal Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage[a]	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
Two Wire, Single Phase							
120	115	126	114	110	127	110	106
Three Wire, Single Phase							
120/240	**115/230**	**126/252**	**114/228**	**110/220**	**127/254**	**110/220**	**106/212**
Four Wire, Three Phase							
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**
Three Wire, Three Phase							
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.

Figura 41. Tensiones Nominales Norma ANSI y rangos de operación para los sistemas de baja tensión. ANSI C84.1-1995

La Tabla 30 presenta la soportabilidad de plantas menores a tensiones anormales precisando las franjas de tensión y la temporización para desconectar la planta de la red.

Para generadores de capacidad máxima menor o igual a 30 kW las franjas de ajuste de tensión y los tiempos de apertura pueden ser fijos o ajustables en campo. Para generadores mayores a 30 kW las franjas de ajuste de tensión deben ser ajustables en campo.

Tabla 30. Soportabilidad de plantas menores a tensiones anormales (Federal Energy Regulatory Commission, 2013)

Rango de Tensión (% de Vn)	Tiempo de despeje(s)
V< 50%	0.16
50% ≤ V< 88%	2.00
110% < V < 120%	1.00
V ≥ 120%	0.16

3.6.7.3. Medición

Todo generador distribuido o conjunto de generadores cuya suma de potencias sea igual o mayor a 250 kVA en un único punto común de conexión deberá tener equipos que permitan monitorear su estado de conexión, potencia real, potencia reactiva y tensión en el punto de conexión al sistema.

3.6.7.4. Protecciones

La conexión requiere un interruptor fácilmente accesible y bloqueable entre la red eléctrica y la unidad de generación.

Después de una perturbación en el sistema eléctrico de potencia no se realizará ninguna reconexión del generador distribuido hasta que la tensión de la red esté dentro del rango B de la Norma ANSI C84.1-1995, mostrado en la Figura 41, y en el rango de frecuencia de 59.3 Hz a 60.5 Hz.

3.6.7.5. Otros requisitos técnicos

Conexión a tierra: El esquema de puesta a tierra de la planta menor no deberá causar sobretensiones que superen la soportabilidad del equipo de red y no interferirá con la coordinación de la protección de fallas a tierra en la red. El generador distribuido y su sistema de conexión no inyectarán corriente continua superior al 0,5% de la corriente nominal AC de salida máxima en el punto de conexión.

Funcionamiento en isla: En el caso de presentarse una operación en isla de manera no intencional en la que el generador energiza una porción del sistema a través del punto de conexión, el sistema fotovoltaico detectará la condición de isla y desconectará el generador en un tiempo no mayor a 2 segundos.

3.6.8. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ESTADOS UNIDOS

Inercia “sintética”: La NERC describe como una nueva **inercia "sintética"** la que está disponible en segundos para inyección o desconexión rápida de potencia activa en la generación solar, después de un desbalance.

Las grandes centrales de generación fotovoltaica tienen una configuración interna compleja y la Guía WECC recomienda que sean modeladas como un único equivalente de máquina para estudios de flujos de carga.

Control de potencia activa:

Para mantener reserva rodante se despacha intencionalmente una potencia menor que la potencia de punto máximo disponible. Esta reserva se usa en regulación primaria durante condiciones de baja frecuencia con una rampa de operación identificada como estatismo de baja frecuencia.

Existe una banda de frecuencia identificada como banda muerta en la que se mantiene invariable la potencia despachada.

Cuando la frecuencia de la red supera el límite superior de la banda muerta se entra en una condición de sobrefrecuencia en la que se solicita a la generación fotovoltaica reducir su potencia activa generada con una rampa de disminución identificada como estatismo de alta frecuencia.

Los parámetros para controlar la potencia generada en función de la frecuencia suelen establecerse a nivel del inversor que funciona con electrónica de potencia y su tiempo de respuesta es mucho más rápido que el de un regulador de velocidad de centrales eléctricas convencionales.

3.7. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE MÉXICO

La generación solar con 270 MW representa el 0.38% de la capacidad instalada, del orden de 71 GW, al 30 de junio del año del 2016. Del 1 de enero al 30 de junio del año 2016 su contribución a la generación total de energía fue del 0.06% en el país.

Para la conexión de generación de energía en México se recurre a la resolución 119 de 2012 "*por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente"* (Comisión Reguladora de Energía, 2012).

Definiciones:

- ***Niveles de Tensión:***
  - *Alta Tensión: Desde 69 kV hasta 400 kV.*
  - *Media Tensión: Menor a 69 kV y mayor a 1 kV.*
  - *Baja Tensión: Menor o igual a 1 kV.*
- ***Generación en mediana escala:*** *Aquella con capacidad menor o igual a 500 kW y tensión mayor a 1 kV y menor a 69 kV.*
- ***Generación en pequeña escala:*** *Aquella con capacidad menor o igual a 30 kW y tensión menor a 1 kV.*
- ***Permisionario:*** *Titular de un permiso de generación o importación de energía eléctrica otorgado por la Comisión.*
- ***Suministrador:*** *La Comisión Federal de Electricidad.*
- ***Solicitante:*** *Persona física o moral que gestiona ante el Suministrador la suscripción de un contrato de interconexión y convenios asociados al Sistema.*
- ***CENACE:*** *Centro Nacional de Control de Energía.*

3.7.1. ESTUDIOS DE CONEXIÓN

Con el fin de evaluar el impacto que tendrá la generación sobre el sistema eléctrico se realizan los estudios de conexión que "*se centran en los efectos de la operación, seguridad y confiabilidad del Sistema".* La Tabla 31 enumera los estudios requeridos y asigna el responsable de la ejecución. *"Estos estudios no aplican para proyectos en baja tensión."*

Tabla 31. Estudios de Conexión (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Estudio	Responsable
Flujos de potencia	Suministrador
Análisis de fallas o cortocircuito	Solicitante y Suministrador
Coordinación de Protecciones	Solicitante y Suministrador
Estabilidad transitoria y dinámica	Suministrador
Estabilidad de Tensión	Suministrador
Análisis de contingencias	Suministrador
Calidad de la energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones	Solicitante (a la entrada en operación)

3.7.2. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE ALTA TENSIÓN

3.7.2.1. Control de frecuencia

Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia: Los generadores deben ser capaces de operar durante estados anormales de frecuencia en los umbrales y tiempos determinados en la Tabla 32.

Tabla 32. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de actuación de la protección
>62	Disparo instantáneo
57.5 ≦ frecuencia ≦ 62	Operación continua
Frecuencia < 57.5	Disparo instantáneo

Esquemas de Control por Confiabilidad:

El generador deberá poner a disposición en el punto de conexión las mediciones, señales, canales de comunicación y demás infraestructura necesaria para implementar:

- *Disparo Automático de Generación (DAG).*
- *Disparo Automático de Carga (DAC).*
- *Control de Tensión.*
- *Control de frecuencia.*
- *Control de Generación.*

Los controles anteriores que apliquen para cada caso, son necesarios para mantener la confiabilidad del Sistema y tales acciones serán evaluadas y controladas desde el centro de control correspondiente del CENACE.

3.7.2.2. Control de Tensión

Los generadores deberán ser capaces de operar y mantenerse conectados al sistema ante fluctuaciones de tensión que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal.

En relación con la generación solar el rango será de ± 5% de la tensión nominal y hasta un ± 10% en condiciones de emergencia.

Potencia Reactiva: *Los generadores deben tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del Suministrador. Por lo tanto, deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. Para el caso de las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión.*

Tensión de operación en falla:

El generador solar deberá tener la capacidad de permanecer conectado al sistema sin perder la estabilidad ante fallas transitorias externas durante el tiempo máximo de despeje de la falla, soportando la caída de la tensión ocasionada, hueco de tensión, y durante este periodo deberá aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior al despeje de la falla transitoria, la planta deberá aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previo a la falla.

Los tipos de falla transitoria en el punto de conexión y los tiempos máximos de duración se muestran en la Tabla 33 :

Tabla 33. Tipos de falla y tiempos máximos de duración de la falla (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Tipos de Falla	Tiempo máximo de duración de Falla (ms)		
	Nivel de Tensión kV		
	69 -161 kV	230 kV	400 kV
Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

Despejada la falla, el sistema eléctrico se debe recuperar por lo menos al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo medido desde el inicio de la falla con todos los elementos conectados pues ante la perturbación la planta de generación no debe dispararse.

La Figura 42 muestra la Tensión de operación en falla de la generación que representa claramente la definición de “hueco de tensión” y que incluye los efectos de fallas en la conexión y en la red de su zona de influencia.

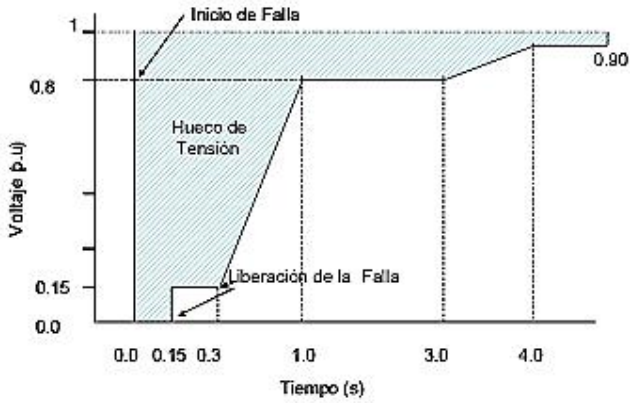


Figura 42. Tensión de operación en falla dela generación (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

- *Si la falla se origina en la zona interna, la planta debe desconectarse inmediatamente del Sistema.*
- *No se exige el soporte de generadores fotovoltaicos ante falla cuando operan a menos del 5% de su capacidad nominal.*
- *La generación deberá permanecer conectada al sistema cuando ocurran dos fallas consecutivas, monofásicas, bifásicas, trifásicas o alguna combinación de ellas, en un lapso de dos minutos.*
- *En condiciones de falla en el sistema y mientras no se despeje, los consumos de potencia activa de las plantas fotovoltaicas deberán ser mínimos de acuerdo con la tecnología utilizada. Los valores máximos permitidos se definirán en cada caso.*

3.7.2.3. Protecciones

- *El equipo de desconexión debe ser de operación automática ante fallas.*
- *Se debe contar con un sistema de protección para cada unidad de generación, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales.*
- *El Solicitante y el Suministrador deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas evitando que sus fallas afecten los equipos y las personas ubicados después del punto de conexión.*
- *Los ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio.*
- *Para la protección de las unidades de generación se deben utilizar relés digitales con alimentación redundante.*

3.7.2.4. Medición

- *Los medidores y los transformadores de instrumentación destinados a la facturación deben ser instalados en el punto de conexión. Los medidores deben contar con acceso remoto mediante un canal dedicado.*

Los esquemas de medición deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- *Medición bidireccional redundante para facturación.*
- *Medición capaz de grabar en memoria masiva los parámetros de calidad de la energía como: caídas repentinas de la tensión (Sags), subidas repentinas de tensión (Swells), interrupciones, parpadeo, forma de onda con límites programables y captura de forma de onda con muestreo de al menos 128 valores por segundo.*
- *Sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS) aplicado al punto de conexión.*

Independientemente de la capacidad de la planta de generación, el proyecto debe contar con medios de comunicación para los servicios de voz y datos. Dichos servicios deberán contar con doble canal dedicado hacia a los centros de control definidos por el Suministrador que garanticen las interfaces, ancho de banda y protocolo de comunicación para la transmisión de datos.

3.7.2.5. Pruebas a los sistemas fotovoltaicos

- *La verificación y pruebas de un sistema fotovoltaico se deben realizar respecto a los equipos y paneles de generación con referencia a la norma de instalaciones IEC 60364-6 en general y a la IEC 60364-7-712 en particular.*
- *Además, se deben realizar las pruebas a los equipos de comunicación, protección, señalización y medición en el punto de conexión de acuerdo con el protocolo de pruebas establecido por el Suministrador.*

3.7.3. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE MEDIA TENSIÓN

3.7.3.1. Control de Potencia Activa

Las transiciones para aumentar o disminuir la generación de potencia activa deben realizarse de manera suave y controlada. Por lo tanto, la generación solar ejecutará acciones de transición entre estados operativos a rampas ajustable entre el 1% y el 5% de su capacidad nominal por minuto. *El valor de la rampa será definido en los estudios de factibilidad*.

Capacidad de generación por nivel de tensión*: Las capacidades de generación permitidas en los diferentes niveles de tensión se indican en la Tabla 34.*

Tabla 34. Capacidad de generación por nivel de tensión para redes de media tensión (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Nivel de Tensión Nominal del Sistema (kV)	A lo largo del alimentador, hasta (MW)	En barras de la subestación del Suministrador hasta (MW)
13.8	4	8
23.0	8	16
34.5	10	20

Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia: *Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos indicados en la Tabla 35, la protección en el punto de conexión*

deberá operar con los tiempos totales indicados. Los ajustes de baja frecuencia deberán ser coordinados con los dispositivos del Sistema Eléctrico Nacional para esta función.

Tabla 35. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Frecuencia (Hz)	Tiempo de ajuste de las protecciones
57.5 > frecuencia	≦ Instantáneo
57.5 ≦ frecuencia < 59.3	Tiempo ajustable hasta 5 s
59.3 ≦ frecuencia ≦ 60.5	Operación continua
60.5 < frecuencia ≦ 61.2	Tiempo ajustable hasta 5 s
61.2 < frecuencia	Instantáneo

3.7.3.2. Control de Tensión

Los generadores deberán ser capaces de operar y mantenerse conectados al sistema ante fluctuaciones de tensión que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal.

Potencia Reactiva: *Los generadores deben tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del Suministrador. Por lo tanto, deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. Para el caso de las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión.*

3.7.3.3. Protecciones

- *Los generadores deberán contar con los dispositivos de protección para desconectarse del sistema en caso de fallas.*
- *Se debe contar con un sistema de protección para las unidades de generación, transformador y tramo de la línea de media tensión con que se interconecta al sistema.*
- *Los ajustes y pruebas de los sistemas de protección del punto de conexión, del generador y de los enlaces con el sistema deberán estar coordinados y supervisados por el Suministrador.*

Protecciones básicas en el punto de conexión:

- 25 Verificación de sincronismo.
- 27 Protección para baja tensión (tiempo ajustable).
- 59 Protección para sobretensión (tiempo ajustable).
- 81U Protección para baja frecuencia (tiempo ajustable).
- 81O Protección para sobre frecuencia (tiempo ajustable).
- 51/51N Relés de sobrecorriente de fase y tierra.
- 50 Protección sobrecorriente instantáneo.

3.7.3.4. Medición

- *Los medidores y los transformadores de instrumentación destinados a la facturación deben ser instalados en el punto de conexión. Los medidores deben contar con acceso remoto mediante un canal dedicado.*
- *Los esquemas deberán tener medición bidireccional redundante para facturación.*
- *La medición debe ser capaz de grabar en memoria masiva los parámetros de calidad de la energía, como: decrementos repentinos de la tensión (Sags), incremento repentino de tensión (Swells), interrupciones, parpadeo, forma de onda con límites programables y captura de forma de onda con muestreo de al menos 128 valores por segundo.*
- *Se requiere sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS) en los medidores del punto de conexión.*

3.7.4. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DE BAJA TENSIÓN, MENOR O IGUAL A 1 KV

3.7.4.1. Capacidad de generación en Pequeña Escala

- *Servicio de uso residencial hasta 10 kW.*
- *Servicio de uso general en baja tensión hasta 30 kW.*

3.7.4.2. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia

Cuando la frecuencia del Sistema se encuentre dentro de los rangos dados en la Tabla 36 la protección en el punto de conexión deberá operar con los tiempos totales indicados.

Tabla 36. Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2012)

Capacidad de la Generación	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de operación(s)
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16

3.7.4.3. Control de Tensión

Los generadores deberán ser capaces de operar y mantenerse conectados al sistema ante fluctuaciones de tensión que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal.

3.7.4.4. Medición

Equipo de medición y protección: *El equipo de medición y protección se aplica conforme al siguiente esquema:*

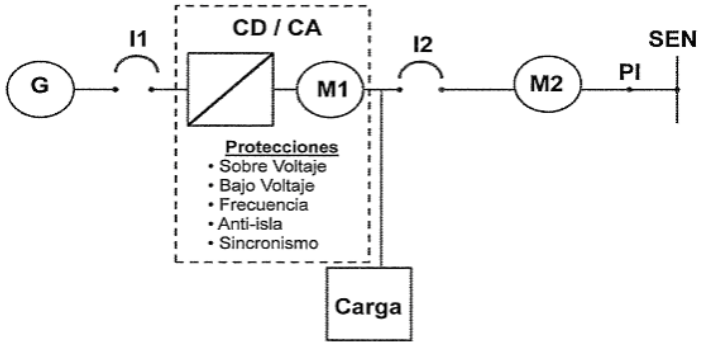


Figura 43. Esquema para la conexión de generación en pequeña escala.

- *El medidor de la generación total M1 puede venir integrado al equipo por lo que el generador deberá proporcionarlo e instalarlo a la salida del inversor antes de la carga y facilitar el acceso al personal del Suministrador para obtenga la información de la generación total.*
- *El medidor M2 corresponde al medidor para facturación, debe ser electrónico bidireccional de clase apropiada según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente.*

3.7.4.5. Protecciones

Ante condiciones anormales de operación para prevenir daños y garantizar la seguridad de los usuarios el generador se desconectará automáticamente del sistema.

- *Un dispositivo de protección y desconexión acorde a las características del generador.*
- *Un dispositivo de protección y desconexión acorde a las características de la carga y del nivel de corriente de corto circuito en el punto de conexión.*

3.7.4.6. Pruebas

Los inversores de los sistemas fotovoltaicos deben cumplir con los requerimientos de seguridad y eficiencia especificados en las normas IEC 62109-1 ed1.0 "Safety of power converters for use in photovoltaic power systems Part 1: General requirements" y la IEC 62109 2 ed1.0 "Part 2: Particular requirements for inverters".

En la etapa de puesta en servicio el Suministrador realizará al equipo las siguientes pruebas:

- *Verificación de parámetros de la salida de la generación como frecuencia, tensión y corriente en condiciones dadas.*
- *Prueba de operación Isla No Intencional.*

3.8. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ARGENTINA

A mayo de 2017 cuenta con 8 MW instalados de generación solar fotovoltaica y una generación mensual alrededor de 1 GWh.

3.8.1. REQUISITOS PARA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Para la generación fotovoltaica en Argentina según el Anexo 39 de la Resolución de la Secretaria de Energía 712 de 2009, "Generación con fuentes renovables de energía, excluida la hidráulica y la eólica" (Secretaría de Energía, 2009) de la Resolución del Ministerio de Energía y Minería 202/16, se establece:

Control de tensión y despacho de reactivos:

El generador será responsable de incluir la instalación de equipamiento de compensación reactiva:

- *La generación menor o igual a 1 MW no debe absorber potencia reactiva de la red, puede trabajar con un factor de potencia constante y hará control de tensión cuando ello sea necesario para mantener las tensiones dentro de la banda operativa*
- *La generación mayor a 1 MW y menor a 25 MW debe de disponer de capacidad para operar en cualquiera de las condiciones que le sean requeridas para un factor de potencia igual a 0.95 (inductivo o capacitivo). Cuando las condiciones del punto de conexión lo requieran se le podrá exigir control automático de tensión en el punto de conexión a la red.*
- *Para los generadores con potencia superior a 25 MW los requerimientos de control de tensión y generación de potencia reactiva se establecerán con base en estudios de funcionamiento para acceso al sistema de transporte.*

3.8.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Información tomada de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS" y sus anexos (CAMMESA, 2016).

3.8.2.1. Control de la Frecuencia

Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia: El Organismo Encargado del Despacho (OED) es el responsable de habilitar máquinas y centrales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para la regulación primaria, determinando requisitos técnicos y equipos de control para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Rangos de operación en frecuencia:

- *Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo, entre 49 y 51 Hz.*
- *Rango de frecuencia admisible de operación con actuación de relés con temporización mínima de 100 s entre 48.5 y 49.0 Hz y entre 51 y 51.5 Hz.*
- *Rango de frecuencia admisible de operación con actuación de relés con una temporización mínima de 25 s entre 48 y 48.5 Hz y entre 51.5 y 52 Hz.*
- *Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés con una temporización mínima de 15 s entre 47.5 y 48 Hz y entre 52 y 52.5Hz.*

- *Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47.5 Hz y 52.5 Hz.*

3.8.2.2. Control de Tensión y potencia reactiva

- *En forma permanente, el generador debe proveer potencia reactiva en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva.*
- *En forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos con intervalos de cuarenta (40) minutos.*
- *El generador mantendrá la tensión en barras solicitada por el Organismo del Despacho hasta agotar sus recursos.*

Tensión de operación en falla: *El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 ms para una caída de la tensión terminal del 50% con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.*

3.8.2.3. Protecciones

- *Baja frecuencia con todos los escalonamientos existentes.*
- *Sobrefrecuencia.*
- *Secuencia inversa.*
- *Sobrecorriente de respaldo.*
- *Pérdida de excitación.*
- *Protección de pérdida de sincronismo sí el generador la tiene instalada.*

La conexión entre la planta de generación a la red deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico. Así mismo, el generador deberá disponer de protección de respaldo para fallas en la red.

3.8.3. PROCEDIMIENTOS ESPECIFICADOS POR UN OPERADOR DE RED PROVINCIAL

Para ampliar las condiciones en Argentina se agregan requerimientos para la generación solar establecidos por la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) (Empresa Provincial, 2013).

3.8.3.1. Condiciones de Conexión en Baja Tensión

- *En Baja Tensión se permite conexión solamente de generación de fuentes de energías renovables como la fotovoltaica.*
- *En Baja Tensión no se conectará generación con potencia nominal mayor de 300 kW.*
- *Si la potencia nominal del generador es mayor que 5 kW la conexión de la instalación a la red debe ser trifásica.*

3.8.3.2. Control de Tensión

Variaciones de tensión y Sobretensión:

- *Para la conexión a la red el generador deberá contar con un sistema de sincronismo automático y durante los procesos de desconexión o sincronización la variación transitoria de tensión en la red de EPESF deberá ser inferior al 5% del valor preexistente.*
- *La variación de tensión por regulación desde la generación hasta el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 % de la tensión nominal.*
- *Complementariamente, en ningún caso la tensión del punto de conexión podrá superar el 10% de la tensión nominal de la red.*

Factor de potencia: *El factor de potencia de la generación suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad y en todo caso superior a 0.98 cuando el generador trabaje a potencias superiores al 25 % de su potencia nominal.*

Condiciones de puesta a tierra y separación galvánica de las instalaciones:

- *La puesta a tierra de las instalaciones del generador se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la EPESF asegurando que no se produzcan distorsiones en las señales de tensión y corriente de la red de distribución.*
- *Las masas de la instalación de generación deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la EPESF y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.*
- *La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la generación por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con las normas y reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicables y certificadas.*

3.8.3.3. Protecciones

- *Un Interruptor automático diferencial con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.*
- *Un Interruptor automático o contactor, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o de frecuencia de la red conjuntamente con un relé de enclavamiento.*
- *Una protección termomagnética para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (50/51), ajustada a la potencia de la instalación de generación.*
- *Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M).*
- *Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27).*
- *Una protección anti isla (ANSI 78) de manera que ante falla de tensión, transitoria o no en una o más fases de la red de BT, el generador deje de energizar y aportar a la red.*
- *Un relé de potencia activa/reactiva inversa (32) para generación de más de 15 kW.*
- *Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático.*

- *Un relé de enclavamiento que debe permitir el cierre del interruptor o contactor de desconexión-conexión automática solamente cuando se hayan detectado condiciones de normalidad de la tensión y de la frecuencia durante 3 minutos consecutivos para generación mayor de 15 kW.*

Estas protecciones deberán censar cada fase del sistema y deberán estar ajustadas según las recomendaciones indicadas en la Figura 44.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión – nivel 1	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión – nivel 2	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s
Protección anti-isla		200 ms

Figura 44. Ajustes de protecciones en Baja Tensión (Empresa Provincial, 2013)

3.8.3.4. Requerimientos técnicos para la conexión a la red de Media Tensión y Alta Tensión

En generador deberá presentar ante la EPESF los estudios eléctricos que permitan verificar que el ingreso de la planta no producirá efectos adversos sobre la red eléctrica existente.

Los estudios eléctricos contendrán como mínimo:

- Flujos de cargas.
- Cortocircuito.
- Estabilidad Transitoria con modelos estándar para los equipos a instalar.
- Coordinación y Ajuste de Protecciones – Automatismos.
- Requerimientos de Transporte, Alimentadores, Estaciones Transformadoras y/o Líneas o Cables de Alta Tensión.

Las instalaciones de generación tendrán siempre una referencia rígida a tierra independiente de la del sistema de la EPESF, debiendo disponer según el caso, de un transformador elevador o de un reactor creador de neutro.

Protecciones:

Se exigirán dos interruptores en Media Tensión, uno del lado EPESF y otro del lado del generador, cada uno de los cuales contará con las siguientes protecciones:

- *Una protección para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (50/51)*
- *Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M)*
- *Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27)*

- *Una protección anti isla (ANSI 78), de manera que ante una falla de tensión transitoria o no, en una o más fases de la red de MT o AT de la EPESF desconecte el generador.*
- *Un relé de sobrecorriente direccional de fase (67) y tierra (67N).*
- *Un relé de potencia activa/reactiva inversa (32).*
- *Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático sólo en el interruptor del lado del generado.)*
- *Un relé de desbalance de carga (46)*

3.8.4. SEÑALES DE REFERENCIAMIENTO DE ARGENTINA

Separación galvánica de las instalaciones de generación fotovoltaicas: *La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la generación por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con las normas y reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicables y certificadas.*

4. REGULACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN

4.1. REQUISITOS GENERALES DEL CÓDIGO DE PLANEAMIENTO

4.1.1. CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD

El código de Planeamiento de la regulación eléctrica colombiana, establecido mediante la Resolución CREG 025 de 1995, establece los requisitos de calidad, seguridad y confiabilidad que debe cumplir el sistema como se indica a continuación (CREG, 1995):

Calidad (Numeral 5.1):

- **Tensión:** *"El STN se planeará en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, para asegurar que la tensión en las barras de carga a nivel de 220 kV y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%"* (Numeral 5.1.1).
- **Calidad de la onda de Tensión y Corriente:** *"El contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirán los requisitos establecidos por la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable se utilizará la Norma ANSI/IEEE 519"* (Numeral 5.1.2)

Seguridad (Numeral 5.2): Los Transportadores y Generadores deben garantizar en el sistema eléctrico lo siguiente:

- *"El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.*
- *El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.*

- *Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.*
- *Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).*
- *No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.*
- *No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos."*

Confiabilidad (Numeral 5.3):

- **Método determinístico:** *"Para el análisis de confiabilidad del STN por medio de este método se debe utilizar el criterio N–1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez" (*Numeral 5.3.1).
- **Método Probabilístico simplificado:** *"Para el análisis de confiabilidad por medio de este método se deben utilizar los criterios N–1 y N–K, considerando su probabilidad de ocurrencia en la valoración de costos y beneficios. En la aplicación de estos criterios, el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga"* (Numeral 5.3.2).

4.1.2. INFORMACIÓN ESTÁNDAR DE PLANEAMIENTO

El Apéndice I del Código de Planeamiento detalla la información necesaria para efectuar los estudios de planeamiento del sistema eléctrico, *"flujos de cargas, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, confiabilidad y evaluación económica".* Específicamente para el sistema generación-transmisión se solicita la siguiente información general:

- *Cuadro 4: Información de las subestaciones*
- *Cuadro 5: Información de líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV.*
- *Cuadro 6: Información de transformadores.*
- *Cuadro 7: Información de unidades para estudios de estabilidad transitoria.*
- *Cuadro 8: Información del modelo detallado de máquinas.*
- *Cuadro 9: Información de reguladores de velocidad de plantas hidráulicas (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 10: Información de reguladores de velocidad de plantas térmicas (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 11: Información de reguladores de tensión (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 12: Costos índices de subestaciones, líneas, transformadores y compensación reactiva.*
- *Cuadro 13: Costos índices de operación y mantenimiento.*

Con base en las características de la generación solar fotovoltaica es necesario incluir como información básica necesaria:

- Cuadro 12: Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos.
- Cuadro 13: Parámetros de los inversores.
- Cuadro 14: Esquemas de regulación potencia-frecuencia de los inversores en los generadores fotovoltaicos.
- Cuadro 15: Esquemas de control de tensión, potencia reactiva-tensión, de los inversores en los generadores fotovoltaicos.

Y desplazar los cuadros de costos índices a los números 16 y 17 en los que se integrarán los costos índices de referencia general para paneles, inversores y para operación y mantenimiento de esta generación.

4.1.3. INFORMACIÓN DETALLADA DE PLANEAMIENTO

Esta información se especifica en el Apéndice II del Código de Planeamiento y es *"necesaria para definir los nuevos esquemas del sistema de transmisión",* e incluye*:*

Esquema de conexión: se debe presentar un diagrama unifilar detallando lo siguiente

- *Configuración de barras*
- *Campos de conexión: transformación, líneas aéreas, cables, compensación reactiva, etc.*
- *Equipos de maniobra*
- *Equipos de medición*
- *Pararrayos*
- *Tensiones de operación*
- *Corrientes nominales de barras y equipos*
- *Previsiones futuras y su posible aplicación*
- *Cargas especiales*

Características del Punto de Conexión:

- *Nombre del nodo*
- *Localización geográfica*
- *Altura sobre el nivel del mar*
- *Puesta a tierra del sistema*
- *Tensión máxima de operación (kV)*
- *Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (kV pico)*
- *Tensión asignada soportada a frecuencia industrial (kV)*
- *Tensión asignada soportada a maniobra (kV)*
- *Corriente de cortocircuito prevista (kA)*
- *Máxima duración admisible de cortocircuito (s)*
- *Tiempo normal de aclaración de una falla por protección principal (ms)*
- *Tiempo de aclaración de una falla por protección de respaldo (ms)*

- *Impedancia equivalente del sistema del Usuario en el punto de conexión. Debe incluir:*
  - *Resistencia de secuencia positiva*
  - *Resistencia de secuencia cero*
  - *Reactancia de secuencia positiva*
  - *Reactancia de secuencia cero*
  - *Susceptancia de secuencia positiva*
  - *Susceptancia de secuencia cero*

Datos del sistema de alta tensión en lo que sea necesario:

- **Líneas de transmisión (110 kV y superiores)**
  - *Tensión nominal (kV)*
  - *Circuitos (sencillo o doble)*
  - *Longitud*
  - *Tensión máxima de operación (kV)*
  - *Resistencia de secuencia positiva*
  - *Reactancia de secuencia positiva*
  - *Susceptancia de secuencia positiva*
  - *Resistencia de secuencia cero*
  - *Reactancia de secuencia cero*
  - *Susceptancia de secuencia cero*

- **Transformadores de conexión.**
  - *Capacidad nominal (MVA)*
  - *Devanado alta tensión*
  - *Devanado baja tensión*
  - *Devanado terciario*
  - *Tensión asignada, lado de alta tensión (kV)*
  - *Tensión asignada, lado de baja tensión (kV)*
  - *Tensión asignada, lado de media tensión -terciario- (kV)*
  - *Grupo de conexión*
  - *Tipo de refrigeración*
  - *Impedancia referida a 75°C, a potencia y tensión nominales*
    - *Reactancia de secuencia positiva*
    - *Resistencia de secuencia positiva*
    - *Reactancia de secuencia cero*
  - *Cambiador de derivaciones*

Datos de protecciones y esquemas de puesta a tierra:

Se requiere información sobre equipo de protección que pueda disparar, transferir disparo o cerrar algún interruptor de un punto de conexión o algún interruptor del Transportador, asociada con los siguientes tópicos:

- *Descripción total del esquema del protección, incluyendo ajustes estimados para todos los relés y sistemas de protección instalados o a ser instalados.*
- *Descripción de recierres incluyendo tipo y tiempos.*
- *Una descripción total, incluyendo ajustes estimados, de todos los relés y sistemas de protección instalados o a ser instalados en: generadores, transformadores de generadores, transformadores de subestación y las conexiones asociadas.*
- *Para unidades generadoras con interruptor de máquina, tiempos de despeje de fallas en la zona del generador.*
- *El tiempo de despeje de fallas más probable para fallas en el sistema del Usuario directamente conectado al Sistema de Transmisión Nacional -STN-.*
- *Detalles de la forma de conexión permanente a tierra del sistema incluyendo valores de impedancia.*

Datos para calcular sobretensiones transitorias: las sobretensiones transitorias son necesarias para realizar la coordinación de aislamiento. El usuario deberá enviar al Transportador los siguientes datos

- *Disposición de barras, dimensiones y geometría, parámetros eléctricos de los equipos asociados como: transformadores de corriente, transformadores de tensión, pasatapas y aisladores soporte.*
- *Parámetros físicos y eléctricos de líneas, cables, transformadores, reactores y equipo de compensación en paralelo conectado a la barra o por líneas y cables a la barra. Esta información se requiere para calcular la impedancia de onda.*
- *Especificación detallada de todos los aparatos conectados directamente o por líneas y cables a la barra, incluyendo niveles de aislamiento.*
- *Características de protección de sobretensión en los barrajes, en los terminales de línea y cables, y en equipos conectados a las barras.*
- Niveles de falla y aportes de las unidades generadoras y las subestaciones de potencia adyacentes conectadas a través de líneas o equipos a las barras.
- Datos de transformadores de unidades generadoras y subestaciones de potencia:
  - Núcleos de tres (3) o cinco (5) columnas, o unidades monofásicas
  - Densidad de flujo pico de operación a tensión nominal

4.2. REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

Los servicios que los generadores deben o pueden prestar al Sistema Interconectado Nacional para garantizar la calidad del servicio eléctrico con seguridad y confiabilidad, y como apoyo a la operación, están definidos en el Código de Conexión del Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995 (Numeral 13.1):

- Control de la tensión y de potencia reactiva.
- Control de la frecuencia mediante esquemas de regulación primaria, regulación secundaria y otros ajustes necesarios para mantener el equilibrio generación-demanda a través de actuaciones sobre el regulador de velocidad.

- Estabilización de la potencia usando señales sobre el regulador de tensión provenientes de una combinación de señales derivadas de la velocidad, la frecuencia, la potencia eléctrica, la potencia mecánica y la tensión terminal del generador.

Otros servicios que los generadores pueden proveer ante solicitud del operador del sistema corresponden al control de frecuencia con unidades de arranque rápido y *"capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN."*

Con base en la Resolución 025 de 1995 y sus modificaciones y dado que el *"Código de Conexión establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que"* todo generador *"debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN)"* y garantizar los mismos derechos y deberes en su relación con el sistema eléctrico, se recuerdan algunos pasos del procedimiento de conexión, otros "*Requisitos Técnicos generales para la conexión, del Numeral 7*"; se enumeran los *"Requisitos particulares para la conexión de Generadores al STN"*, del Numeral 8, y se resaltan otros requisitos detallados en los Anexos del Código de Conexión.

Algunos pasos del procedimiento de conexión: Presentar diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos incluyendo:

- *Distribución de corriente continua y corriente alterna, enclavamientos, el sistema de protección, control.*
- *Características técnicas requeridas para los equipos de patio, servicios auxiliares, protección, control y supervisión que correspondan a las exigencias del Código de Conexión.*
- *Los esquemas de protección y criterios para sus ajustes, equipos de medida para efectos comerciales/tarifarios, tablero frontera para supervisión y equipo registrador de fallas.*
- *Las Reglas de Seguridad aplicables en el Sitio de Conexión que sea frontera con el STN. Los procedimientos de puesta a tierra y de aislamientos deben satisfacer los requerimientos del Transportador.*
- *La información requerida para la supervisión y control (Según Anexo CC-6), lectura y registro de medidas de información comercial según lo requerido en el Código de Medida.*

4.2.1. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES PARA LA CONEXIÓN, NUMERAL 7

Carga, Numeral 7.3: *"El Usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 y por desbalance de fases y fluctuaciones de tensión que establezca la norma NTC o en su defecto por las normas internacionales. Se exigirán mediciones de armónicos durante la puesta en servicio, estableciendo mediciones por lo menos de una semana."*

Frecuencia, Numeral 7.4: *"El valor nominal de la frecuencia del SIN colombiano es de 60,00 Hz, con tolerancias y variaciones operacionales definidas en el Código de Operación."*

Tensión, Numeral 7.5: *"La tensión nominal del STN es de 220 kV y 500 kV, para efectos de diseño de nuevas instalaciones se exige una tensión nominal de 230 kV y las variaciones de tensión permitidas están definidas en el Código de Operación."*

Puesta a tierra, Numeral 7.6: *"Para tensiones de 220 kV y superiores, el neutro del STN debe estar efectivamente puesto a tierra, con relaciones entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva menor que 3, y entre la resistencia de secuencia cero y la resistencia de secuencia positiva menor que 1."*

Calidad de la forma de onda de tensión, Numeral 7.7: *"El STN en cada Punto de Conexión, debe garantizar que la forma de onda de tensión, sin el usuario conectado, con respecto a contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirá los requerimientos de la Norma NTC o en su defecto con los de la Norma IEEE 519. Cuando el Usuario está conectado a la red el valor de distorsión armónico total y armónico individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la Norma IEEE 519."*

Fluctuaciones de tensión, Numeral 7.8: *"No deberá existir el efecto titileo (flicker) debido a las perturbaciones instantáneas de la red. Las fluctuaciones de tensión en el Punto de Conexión, con una carga variable directamente conectada al STN, no deben exceder los valores establecidos por la norma NTC o en su defecto por los de la Norma IEC 555 - 3."*

Debido a la naturaleza de los procesos de los inversores y a la factibilidad de presencia de armónicos en las etapas de conmutación, no eliminados por los filtros, el Generador Solar Fotovoltaico debe garantizar que la potencia eléctrica inyectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 y por desbalance de fases y fluctuaciones de tensión que establezca la norma NTC o en su defecto por las normas internacionales.

Además, el generador solar Fotovoltaico no se debe desconectar de la red ante perturbaciones instantáneas de la tensión como efecto titileo y depresiones provenientes del sistema de potencia.

4.2.2. REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES AL STN, NUMERAL 8

Equipo de interrupción, Numeral 8.1.1: *"Toda conexión entre un Generador y el STN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión. En los estudios indicados en el Código de Planeamiento se darán los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del STN en puntos de conexión existentes y futuros."*

Equipo de protección, Numeral 8.1.2: *"Para reducir al mínimo el impacto en el STN por fallas en los circuitos de propiedad de los Generadores, los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte de la STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor de 80 ms en 500 kV y 100 ms en 220 kV. En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección*

de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.

Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor. Adicionalmente, el Generador debe proveer las siguientes protecciones que minimizan el impacto sobre el STN:

- *Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN.*
- *Protección de alta y baja frecuencia según los limites especificados en el Código de Operación."*

Equipo registrador de fallas, Numeral 8.1.5: *"El Generador debe proveer un sistema registrador de fallas que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas son los especificados en el Anexo CC.5."*

Equipo de supervisión y control, Numeral 8.1.6: *"El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo, de acuerdo con lo establecido en el anexo CC.6 del Código de Conexión."*

Requisitos técnicos exigidos al generador:

Puesta a tierra del neutro, Numeral 8.2.1: *"Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra."*

Relés de frecuencia, Numeral 8.2.2: *"Las unidades de generación se deben proveer con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el Código de Operación. Estos deben operar para umbral de frecuencia y rata de cambio de frecuencia."*

Ajuste de relés, Numeral 8.2.3: *"El ajuste de los relés serán coordinados con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla."*

Prueba de la conexión, Numeral 10.7: *"El Usuario deberá programar la ejecución de pruebas para verificar el comportamiento de los esquemas de protección. En el caso de proyectos que tengan equipos especiales (compensación serie, compensadores estáticos, FACTS), las pruebas consistirán en la ejecución de fallas reales. El objetivo de las pruebas es verificar el correcto funcionamiento del sistema completo, lo cual complementa las pruebas individuales de funcionamiento de cada equipo o subsistema."*

Responsabilidades en la operación del SIN, Numeral 11.7: *"La operación del SIN debe garantizar la máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios."*

- *"Mantener la calidad del suministro en términos de la frecuencia, la tensión y el desbalance de la misma dentro de los límites establecidos en el Código de Operación es responsabilidad del operador del sistema.*
- *Mantener la calidad de la forma de onda de tensión en términos del contenido de armónicos es responsabilidad del Transportador, del Generador y del Usuario."*
- La disponibilidad, continuidad y seguridad del servicio en términos de mantener los equipos en condiciones óptimas de operación, asegurar la selectividad en la operación de interruptores y ejecutar correctamente las maniobras ordenadas por el operador del sistema son responsabilidad del Transportador, del Generador y del Usuario.

4.2.3. OTROS REQUISITOS DETALLADOS EN LOS ANEXOS DEL CÓDIGO DE CONEXIÓN

Los Anexos al Código de Conexión, CC.1 a CC.7, presentan Requisitos Técnicos detallados para conexión de líneas, transformadores, subestaciones, telecomunicaciones, registradores de falla, sistemas de supervisión y control que aplican a la incorporación de nuevos generadores según la conexión recomendada en los estudios. A continuación se resaltan algunos requisitos por su relación con la incorporación de la Generación Solar Fotovoltaica al SIN y con el referenciamiento internacional de países que han desarrollado el recurso solar en sus sistemas eléctricos.

Consideraciones especiales para el diseño, **Anexo CC.2 sobre subestaciones:** Los análisis del sistema de potencia deben incluir:

- *Nivel de aislamiento y distancias eléctricas.*
- *Parámetros ambientales.*
- *Disposición de equipos en cada nivel de tensión.*
- *Apantallamientos.*
- *Barras, conductores y aisladores.*
- *Características mínimas a cumplir por los equipos.*
- *Cálculo y dimensionamiento de estructuras metálicas para pórticos y soporte de equipo.*
- *Dimensionamiento de servicios auxiliares.*
- *Sistema de control para la subestación.*
- *Análisis del sistema de protecciones y selección de características.*
- *Cálculo y dimensionamiento de la malla de tierra.*
- *Equipo de comunicaciones.*

Consideraciones sobre Instalaciones a conectar al sistema:

- *"Se debe analizar el tipo de instalaciones a conectar a la red, previendo los medios de mitigación de fenómenos que puedan afectar el STN como armónicos y consumo de reactivos, entre otros, para lo cual deberá instalar los filtros y equipo de compensación respectivos.*
- *Para la puesta en servicio y revisiones posteriores se realizarán mediciones para determinar el grado de perturbación producido por la instalación sobre el sistema."*

Estos requisitos aplican de manera directa a los inversores de la generación solar fotovoltaica por las características de conversión de corriente continua a corriente alterna y el empleo de filtros para mitigar la generación de armónicos que afecten la onda de tensión.

Requisitos técnicos de protecciones sobre relés de frecuencia (Anexo CC.4):

- *"Son necesarios en puntos estratégicos de la red donde sea necesario implementar deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema.*
- *El tiempo mínimo de supervisión deberá garantizar que la protección opere en forma segura. Si la frecuencia se recupera al menos durante un ciclo antes de terminarse la temporización, el relé debe reponerse automáticamente e iniciar un nuevo ciclo de supervisión.*
- *Adicionalmente debe contar con sistema de medición de rata de cambio de frecuencia cuyo ajuste puede ser independiente o en combinación con los umbrales de frecuencia.*
- *Los rangos de frecuencia están definidos en el Código de Operación."*

Estos requisitos aplican para la desconexión forzada de generadores ante estados de emergencia frente a desbalances generación carga que exceden condiciones de soportabilidad.

4.3. REQUISITOS DEL CÓDIGO DE OPERACIÓN

"El Código de Operación es de obligatorio cumplimiento para todas las empresas que generen, importen, transporten o comercialicen electricidad, así como las empresas que presten el servicio de centros de control. La generación incluye: generadoras, plantas menores, cogeneradores y autoproductores." Para la presentación de algunos de sus apartados serán necesarias las siguientes definiciones especificadas en el Numeral 1.3 del mismo código:

Estatismo: *"Es la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en un generador."*

Plantas centralmente despachadas: *"Son todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico."*

Regulación primaria: *"Es la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema."*

Regulación secundaria: *"Es el ajuste automático o manual de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación."*

Reserva de regulación primaria: *"Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos."*

Reserva de regulación secundaria: *"Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria."*

Reserva rodante: *"Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos."*

Unidades Elegibles para Reserva Rodante: *"Son aquellas unidades que cumplan con la definición de Reserva Rodante. En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN, se presentan las unidades elegibles para Reserva Rodante."*

Regulación Automática de Generación (AGC): "*Es un sistema para el control de la regulación secundaria, usado para acompañar las variaciones de carga a través de la generación, controlar la frecuencia dentro de un rango de operación y los intercambios programados. El AGC, puede programarse en modo centralizado, descentralizado o jerárquico."*

Unidades elegibles para el AGC: *"Son aquellas unidades que cumplan con la definición de AGC y con los requerimientos del Anexo C0-4."*

La generación solar fotovoltaica por su naturaleza, fuente de energía primaria y conversión, no es elegible en sentido estricto, para reserva rodante ni para AGC, aunque puede aportar a las soluciones de equilibrio generación-demanda.

4.3.1. REQUISITOS GENERALES DE LA OPERACIÓN ELÉCTRICA

Según el Código de Planeamiento del Anexo General de la Resolución 025 de 1995, el Planeamiento Operativo Eléctrico tiene como objetivo *"garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad."*

Criterios generales, Numeral 2.2.2:

- *"En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.*
- *La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.*
- *La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.*

- *La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.*
- *En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.*
- *Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión el sistema debe conservar la estabilidad.*
- *En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia.*
- *En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante más de 500 m/seg.*
- *Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe verificar que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.*
- *El operador del sistema operará el SIN respetando los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos, límites que deberán ser sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites."*

Evaluaciones de estados estacionario, transitorio y dinámico ante fallas posibles se deben establecer:

- Límites de tensión en las principales barras del sistema de transmisión y tensiones objetivo.
- Los límites de transferencias por el sistema de transmisión.
- Generaciones mínimas de seguridad.
- Guías para la operación de equipos.
- Necesidades de compensación reactiva y estrategias para control de tensión.
- Tiempos críticos de despeje de fallas en la red de transmisión.
- El esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Condiciones para la conexión de nuevos equipos al SIN.
- Control de generación para regulación primaria y secundaria de la frecuencia.
- Recomendaciones de ajustes y coordinación al sistema de protecciones.
- Evaluación de esquemas de Desconexión Automática de Carga.

4.3.2. CONTROL DE LA FRECUENCIA CON DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA

Desconexión automática de carga por baja frecuencia, Numeral 2.2.4: *"Cuando el SIN enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por un desbalance apreciable entre la generación y la carga, por pérdida de unidades generadoras o fraccionamiento de la red, se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos con el esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia que se diseña de acuerdo con los siguientes criterios:"*

- *"El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.*
- *En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.*
- *En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.*
- *Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.*
- *Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, valores superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento."*

4.3.3. REQUISITOS DE LOS RELÉS DE FRECUENCIA PARA LOS GENERADORES DEL SIN (NUMERAL 2.2.5)

- *"El operador del sistema especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.*
- *Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.*
- *Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.*
- *Las unidades de generación no deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.*
- *En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.*
- *Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.*
- *Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo con una temporización mínima de 15 segundos.*
- *Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad."*

4.3.4. REQUISITOS PARA COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

- *"El operador del sistema supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema, las Interconexiones Internacionales a niveles de tensión iguales o superiores al IV, la generación activa y reactiva de todas las plantas y/o unidades despachadas centralmente, y las no despachadas centralmente que a su criterio requiera y la frecuencia del SIN. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de*

los rangos de operación establecidos, el operador del sistema coordina en forma directa con los diferentes agentes del SIN, las acciones necesarias para llevar al sistema a un punto de operación seguro, usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación y transporte de energía."

- *"La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento."*
- *"Cuando se presente un desbalance entre la carga y la generación del sistema, el AGC corregirá la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación."*

4.3.5. REQUISITOS PARA EL CONTROL DE LA FRECUENCIA

- *"Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al operador del sistema y se debe efectuar una prueba de estatismo."*
- *"Todos las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas."*
- **Criterios de seguridad y calidad del control integrado secundario de frecuencia:**
  - ***Velocidad de Toma de Carga**: Las unidades que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, deben tener una velocidad de toma de carga mayor a la máxima velocidad de variación de demanda y cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales. Se establecen como condiciones normales para este servicio las variaciones que se presentan en el rango de 500 mHz.*

4.3.6. REQUISITOS PARA EL CONTROL DE TENSIÓN

- *"Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada" y en función de una tensión objetivo.*
- *La necesidad de "generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda."*
- *"Las tensiones objetivo en los nodos de generación se determinan según los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.*
- *Para efectos de verificación de capacidad declarada se deben realizar periódicamente pruebas de potencia reactiva siguiendo el Reglamento de Operación."*

4.3.7. DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Los parámetros de las unidades de generación descritos a continuación deben ser declarados por las empresas de generación al CND, al inicio de cada período estacional o cuando se presenten modificaciones:

- *Descripción de restricciones operativas especiales de las unidades.*

- *Generación mínima por unidad.*
- *Capacidad efectiva de la unidad.*
- *Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).*
- *Máxima generación y absorción de potencia reactiva (MVAr).*
- *Tiempo mínimo en operación (horas).*
- *Tiempo mínimo de apagado (horas).*
- *Tiempos de arranque en frío de unidades térmicas (horas).*
- *Información de ciclos combinados.*

4.3.8. RANGOS DE OPERACIÓN DEL SIN EN FRECUENCIA Y TENSIÓN

Con base en la regulación del Sistema Interconectado Nacional para la conexión de generación se integran en la Figura 45 los Esquemas de Control de Frecuencia y los Rangos correspondientes de Operación.

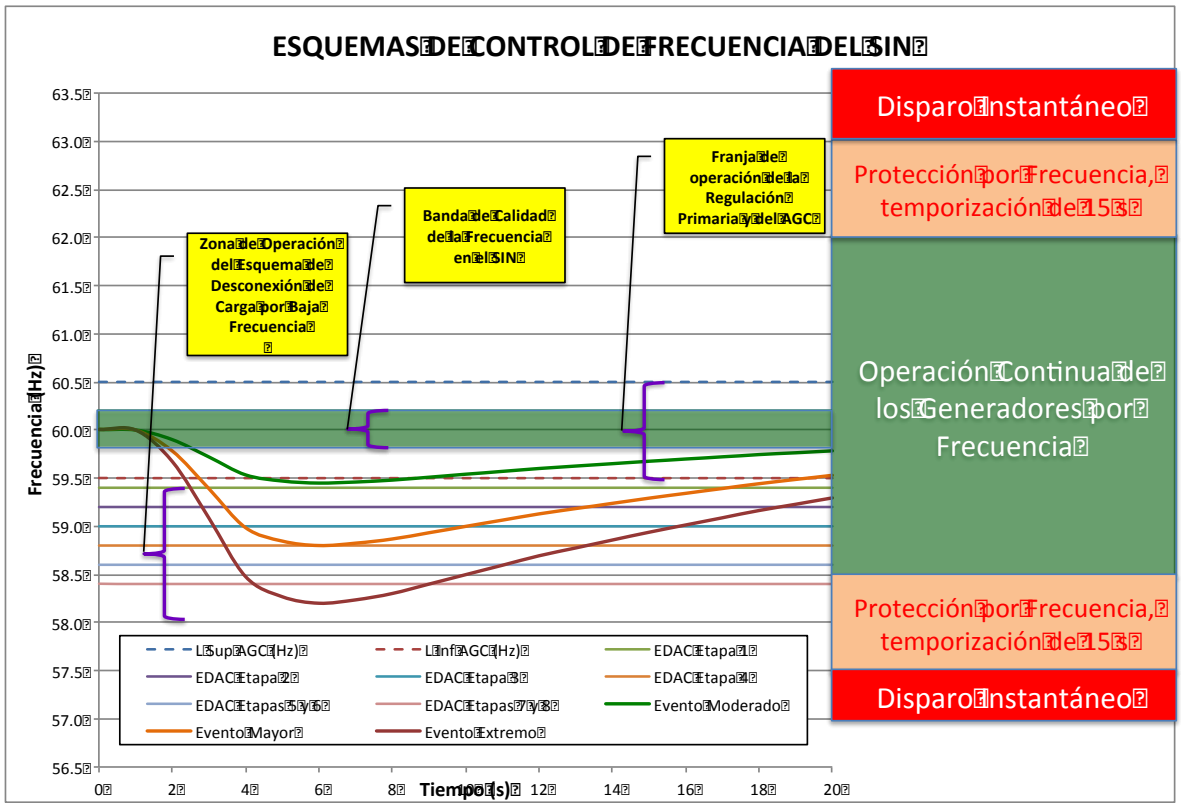


Figura 45. Esquemas de Control de Frecuencia del SIN y Rangos de Operación (IEB)

Las regulaciones de frecuencia primaria y secundaria operan en la franja de ± 500 mHz alrededor de la frecuencia nominal y coordinan con el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia –EDAC- que inicia en 59.4 Hz.

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia consta de 8 etapas con ajustes de umbral de frecuencia, temporizaciones de relés de frecuencia y porcentajes de deslastre de carga en bloques de 5% de la demanda para un total del 40% de desconexión ante eventos mayores. Los

umbrales de actuación del EDAC inician en 59.4 Hz para la primera etapa, con diferencias de 200 mHz para etapas subsiguientes hasta 58.4 Hz con dos etapas en 58.6 Hz y dos etapas en 58.4 Hz. Una etapa en cada uno de los últimos umbrales está diferenciada y complementadas con ajustes de derivada de frecuencia y temporización rápida para mayor selectividad y control de eventos extremos (XM, 2017).

Cuando la frecuencia cruza umbrales de riesgo para los generadores, más allá de la operación del EDAC, el sistema enfrenta un estado de emergencia y permite el disparo de las unidades de generación según temporizaciones establecidas en el Código de Operación.

De manera similar para la tensión, la regulación del Sistema Interconectado Nacional para la conexión de generación establece los rangos de tensión operativa y la soportabilidad en tensión exigida a los generadores, requisitos que se integran en la Figura 46 correspondientemente.

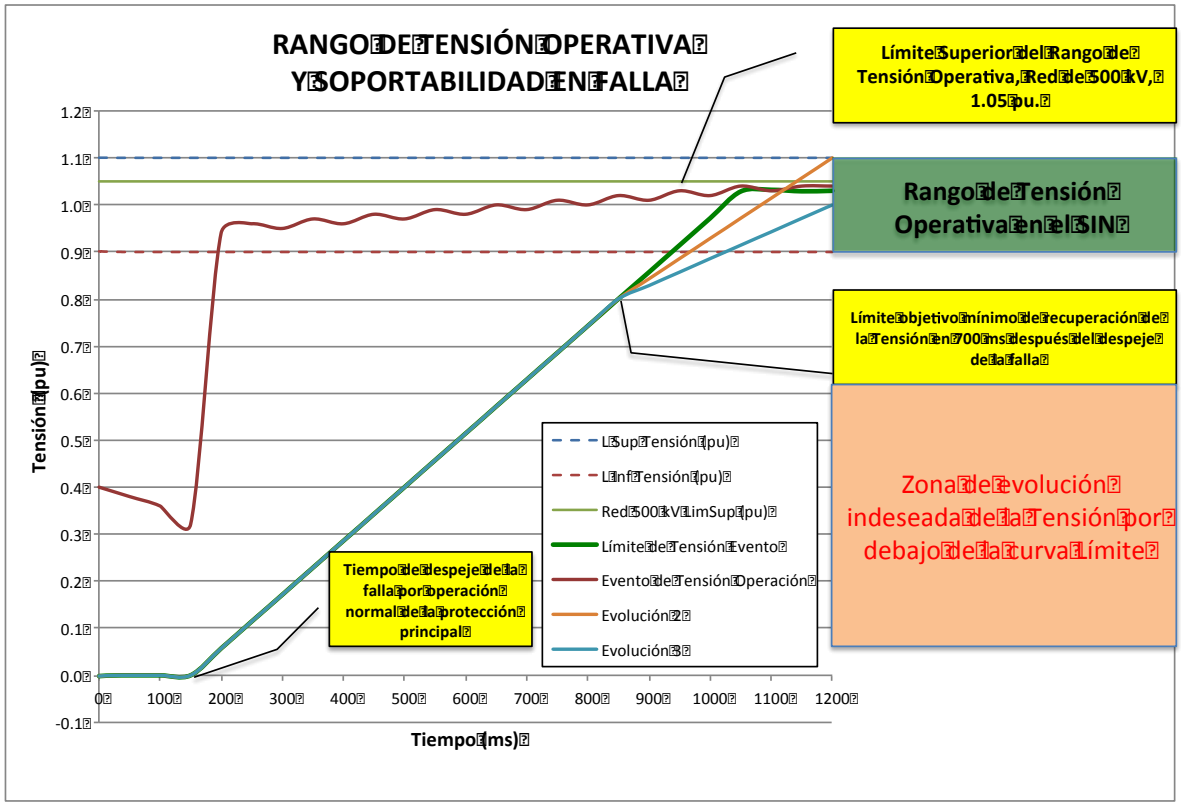


Figura 46. Rango de Tensión Operativa y Soportabilidad en Falla (IEB)

5. RECOMENDACIONES TÉCNICAS ADICIONALES Y PROPUESTAS REGULATORIAS

Para la incorporación de generación solar fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional y dar los requerimientos técnicos de conexión y operación, se clasifica la generación por **potencia instalada** y no por tecnología, con el objeto de dar requerimientos alineados con las capacidades que sirvan

para diferentes tecnologías de generación y adicionalmente, referente a la capacidad de generación, pueden existir mayores exigencias para plantas de gran capacidad que para las plantas menores. En este sentido, la Resolución CREG 121 DE 2017 (Resolución en consulta) da condiciones de integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida; los generadores distribuidos a los que se refiere la resolución son los conectados al Sistema de Distribución Local (SDL) con capacidad menor o igual a 0.1 MW y los autogeneradores a pequeña escala son aquellos cuyo límite máximo de potencia es de 1 MW. En concordancia con lo anterior se desprende la siguiente clasificación (CREG, 2017):

- Generación a pequeña escala P ≤ 1 MW

Para seguir con la clasificación, la Resolución CREG 086 de (1996) en su artículo 3 da las opciones para las plantas menores con capacidad efectiva menor de 10 MW y determina que éstas no tendrán acceso al Despacho Central y no participaran en el Mercado Mayorista de electricidad (CREG, 1996), según este lineamiento dado por la resolución se da la siguiente clasificación:

- Generación a mediana escala 1 MW < P ≤ 10 MW

Así mismo la Resolución CREG 086 de 1996 artículo 3 da las opciones para las plantas menores con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW, las cuales podrán optar por acceder al Despacho Central, en cuyo caso participarán en el Mercado Mayorista de electricidad (CREG, 1996). Para efectos de requerimientos técnicos de las plantas que pueden ser despachas centralmente se da la clasificación siguiente:

- Generación gran escala P ≥ 10 MW

De acuerdo con lo anterior la recomendación de clasificación de las plantas de generación para dar los requerimientos técnicos es la siguiente:

- Generación a pequeña escala P ≤ 1 MW
- Generación a mediana escala 1 MW < P ≤ 10 MW
- Generación a gran escala P ≥ 10 MW

Con esta clasificación se busca dar requerimientos específicos de acuerdo con la capacidad de generación, que puedan servir a distintas tecnologías y que estén alineados con las exigencias actuales para la generación en el sistema eléctrico colombiano.

Se recomienda que se dé la clasificación de la generación para dar los requerimientos técnicos en la Resolución 025 de 1995 y en la Resolución 070 de 1998, de la siguiente manera:

- **Generación a pequeña escala P ≤ 1MW**
- **Generación a mediana escala 1 MW < P ≤ 10 MW**
- **Generación a gran escala P ≥ 10 MW**

En esta sección se dan recomendaciones técnicas con el objetivo de que sean incluidas en la condiciones regulatorias actuales para la plantas generadoras.

Potencia instalada. Valor declarado al Centro Nacional de Despacho, CND, por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación expresado en MW, con una precisión de dos decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación. (CREG, 2017)

5.1. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE PEQUEÑA, MEDIANA Y GRAN ESCALA

5.1.1. RANGOS DE FRECUENCIA

En el **Numeral 2.2.5** del Código de operación se dan los Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación conectadas al SIN, estos parámetros se daban en forma de tabla en casi todos los países revisados del panorama internacional. Se recomienda modificarlos en el Código de operación como aparecen en la Tabla 37.

Tabla 37. Rangos de operación en frecuencia

Límite inferior [Hz] (mayor que)	Límite superior [Hz] (menor o igual que)	Tiempo mínimo de operación
-	57.5	Desconexión Forzada
57.5	58.5	Desconexión Opcional después de 15 segundos
58.5	62.0	Permanente
62.0	63.0	Desconexión. Opcional después de 15 segundos
63.0	-	Desconexión Forzada

5.1.2. CALIDAD

Según lo observado en el panorama internacional en referente a la calidad, para la distorsión armónica se tiene como referencia la norma IEEE 519, esta norma también aplica para el sistema colombiano y se menciona en la Resolución 025 de 1995 **Numeral 7.7 (Código de conexión),** este numeral dice en este aspecto lo siguiente:

> Cuando el Usuario está conectado a la red el valor de distorsión armónico total y armónico individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la Norma IEEE 519

La recomendación es **modificar** este numeral de la Resolución 025 de 1995, y exponer los límites de distorsión en tensión y corriente por niveles de tensión y aplicables también para la generación, como se describen en la propuesta regulatoria dada en la Resolución GREC 065 de 2012, de la siguiente manera:

Distorsión armónica total de tensión, THDV

El Percentil 95 de las mediciones de la Distorsión armónica total de tensión, THDV, y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 38.

Tabla 38 Límites para la Distorsión Armónica

Nivel de Tensión	THDV_95	Distorsión armónica individual
1	5.0 %	3.0 %
2	5.0 %	3.0 %
3	5.0 %	3.0 %
4	2.5 %	1.5 %
STN	1.5 %	1.0 %

Distorsión total de demanda, TDD

El Percentil 95 de los valores de la Distorsión total de demanda, TDD, y de la Distorsión armónica individual en el punto de conexión de usuarios, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en las siguientes tablas.

Tabla 39 Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0 %
20 ≤ Isc/IL < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0 %
50 ≤ Isc/IL < 100	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0 %
100 ≤ Isc/IL < 1000	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0 %
Isc/IL ≥ 1000	15	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0 %

Tabla 40 Límites de distorsión armónica individual y TDD para el Nivel de Tensión 4

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 20	2.0	1.00	0.75	0.30	0.15	2.5 %
20 ≤ Isc/IL < 50	3.5	1.75	1.25	0.50	0.25	4.0 %
50 ≤ Isc/IL < 100	5.0	2.25	2.00	0.75	0.35	6.0 %
100 ≤ Isc/IL < 1000	6.0	2.75	2.50	1.00	0.50	7.5 %
Isc/IL ≥ 1000	7.0	3.50	3.00	1.25	0.70	10.0 %

Tabla 41 Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.10	1.50
25 ≤ Isc/IL < 50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.50
Isc/IL ≥ 1000	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Donde:

I_{SC}: Es la mínima corriente de corto circuito trifásica presente en el punto de conexión. En el caso de conexiones monofásicas se debe utilizar la corriente de corto monofásica.

I_L: Corresponde a la corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión.

Para los puntos de conexión de generación se deberán cumplir, en cada nivel de tensión aplicable, los límites establecidos para la menor relación Isc/IL.

Los límites para los componentes armónicos pares de distorsión armónica individual serán iguales al 25 % de los establecidos en las anteriores tablas para los componentes impares.

De igual manera, en este aspecto en la Resolución 070 de 1998, en el **Numeral 4.2.2** se tiene lo siguiente**:**

> Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya. (CREG, 1998)

La recomendación para la Resolución 070 de 1998, es modificar el **Numeral 4.2.2** de la siguiente manera:

> Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios **conectados** en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en el **Numeral 7.7 del Código de conexión.**

5.1.3. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA INCORPORACION DE LA GENERACIÓN SOLAR

El Apéndice I del Código de Planeamiento detalla la información necesaria para efectuar los estudios de planeamiento del sistema eléctrico, *"flujos de cargas, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, confiabilidad y evaluación económica"* (CREG, 1995).

Específicamente para el sistema generación-transmisión se solicita la siguiente información general:

- *Cuadro 4: Información de las subestaciones*

- *Cuadro 5: Información de líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV.*
- *Cuadro 6: Información de transformadores.*
- *Cuadro 7: Información de unidades para estudios de estabilidad transitoria.*
- *Cuadro 8: Información del modelo detallado de máquinas.*
- *Cuadro 9: Información de reguladores de velocidad de plantas hidráulicas (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 10: Información de reguladores de velocidad de plantas térmicas (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 11: Información de reguladores de tensión (se proponen los datos para un modelo típico).*
- *Cuadro 12: Costos índices de subestaciones, líneas, transformadores y compensación reactiva.*
- *Cuadro 13: Costos índices de operación y mantenimiento.*

Con base en las características de la generación solar fotovoltaica se recomienda incluir como información básica necesaria:

- **Cuadro 12: Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos.**
- **Cuadro 13: Parámetros de los inversores.**
- **Cuadro 14: Esquemas de regulación potencia-frecuencia de los inversores en los generadores fotovoltaicos.**
- **Cuadro 15: Esquemas de control de tensión, potencia reactiva-tensión, de los inversores en los generadores fotovoltaicos.**

Y desplazar los cuadros de costos índices a los números 16 y 17 en los que se integrarán los costos índices de referencia general para paneles, inversores y para operación y mantenimiento de esta generación.

A modo de ejemplo se presenta a continuación los datos que podrán incluirse en los cuadros 12 y 13:

Cuadro 12: Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos.

Intensidad de cortocircuito (Icc o Isc)

Tensión de circuito abierto (Vca o Voc)

Potencia máxima (Pmax)

Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)

Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)

Eficiencia (%)

Tolerancia (%)

Temperatura nominal de operación de la célula (°C)

Curva de irradiación

Curva característica corriente tensión

Cuadro 13: Parámetros de los inversores.

Fases (monofásico o trifásico) _____

Frecuencia _____

Corriente máxima en DC_____

Tensión máxima DC_____

Rango de tensión DC_____

Nº de entradas DC_____

Producción de energía desde_____

Potencia de salida nominal AC_____

Potencia de salida máxima AC_____

Corriente nominal AC por fase_____

Corriente máxima AC por fase_____

Tensión nominal _____

Margen de tolerancia de tensión_____

Conmutación

a. Propia _____

b. De línea _____

Fabricante _____

Modelo/Estilo _____

Armónicas. Distorsión en % de la onda fundamental de 60 Hz.

a. % Distorsión del voltaje _____

b. % Distorsión de la corriente _____

Factor de potencia_____

Cuadro 14: Esquemas de regulación potencia-frecuencia de los inversores en los generadores fotovoltaicos.

Presentar curva Q (V)

U o U/Un	Q

Cuadro 15: Esquemas de control de tensión, potencia reactiva-tensión, de los inversores en los generadores fotovoltaicos.

Presentar curva P (f)

f	P o P/Pn

5.2. REQUISITOS TÉNICOS GENERALES DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN PARA LA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA P ≤ 1MW Y MEDIANA A ESCALA 1 MW< P ≤ 10 MW

Se recomienda incluir en la Resolución CREG 025 de 1995, y CREG 070 de 1998 los requisitos mencionados en la sección 3.1.1 de este documento, referente a la IEEE std. 1547 "IEEE standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" para la conexión y operación de generación a pequeña escala o mediana escala, y los resultados de los estudios de conexión planteados en la Resolución CREG 121 de 2017 (Resolución en consulta) de la siguiente manera:

Cuando la capacidad de generación a instalar es menor a 0.1 MW no es necesario realizar el estudio de conexión a menos que la conexión se realice a un nivel de tensión superior a nivel 1 o el operador de red lo solicite. Para el autogenerador cuya potencia instalada sea mayor a 0.1 MW y menor o

igual a 1 MW es necesario realizar el estudio de conexión, el cual debe incluir lo siguiente (CREG, 2017):

- Un análisis de regulación de tensión.
- Un estudio de protecciones.
- El efecto de las pérdidas de energía y en la calidad de la potencia causadas por la inyección de energía a la red.

También la Resolución CREG 121 de 2017 (Resolución en consulta), que en su artículo 11 da como una condición de conexión para los autogeneradores de capacidad instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW realizar el estudio de conexión que debe contener los siguiente (CREG, 2017):

- Un análisis de regulación de tensión.
- Un estudio de protecciones.
- El efecto de las pérdidas de energía y en la calidad de la potencia causadas por la inyección de energía a la red, corriente de cortocircuito, incremento de corriente de falla a tierra, variaciones lentas de tensión y de protección anti-islas.(p. 13)

En la IEEE std. 1547 descrita la sección 3.1.1 de este documento, se tiene una sección referente a las funciones de **protecciones** Tabla 6. En este caso la recomendación para el rango de potencia y el número de fases deberán ser acordadas con el operador del sistema para las funciones a incluir en la generación a pequeña y mediana escala.

5.2.1. DETECCIÓN Y PROTECCIÓN DE OPERACIÓN EN ISLA

En la Resolución 070 de 1998, en el **numeral 4.5.6.2,** nombrado Coordinación de Protecciones, se requieren equipos de protecciones, en este numeral se recomienda adicionar un literal que de los requerimientos de protección anti-isla, el numeral a incluir es el siguiente:

Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección anti-isla.
Se permite la generación en isla coordinada con el operador de red, garantizando la calidad del suministro y la seguridad del sistema.

5.3. REQUISITOS TÉNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN ESPECIFICOS PARA LA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA P ≤ 1MW

5.3.1. CONTROL DE VOLTAJE/POTENCIA REACTIVA

En el Código de operación Resolución CREG 025 de 1995 se dan especificaciones para el Control de Voltaje (**Numeral 5.7**) para las plantas conectadas al SIN, así: “Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad” (p. 202).

Para la incorporación de plantas de generación de pequeña, se debe indicar específicamente en el Numeral 5.7 el siguiente requerimiento para el control de tensión, que diferencie lo solicitado para la generación dependiendo de su capacidad:

La generación o absorción de potencia reactiva de las plantas de generación estará condicionada a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

No se requerirá el control automático de voltaje para la generación a pequeña (P ≤ 1 MW).

5.4. REQUISITOS TÉNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN ESPECIFICOS PARA LA GENERACIÓN A MEDIANA ESCALA 1 MW< P ≤ 10 MW

5.4.1. CONTROL DE VOLTAJE/POTENCIA REACTIVA

En el Código de operación Resolución CREG 025 de 1995 se dan especificaciones para el Control de Voltaje (Numeral 5.7) para las plantas conectadas al SIN, así: "Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad" (p. 202).

Para la incorporación de plantas de generación de mediana escala, se debe indicar específicamente el siguiente requerimiento para el control de tensión que diferencie lo solicitado para la generación dependiendo de su capacidad:

La generación o absorción de potencia reactiva de las plantas de generación estará condicionada a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

No se requerirá el control automático de voltaje para la generación a mediana escala (1 MW< P ≤ 10 MW). Su punto de operación deberá coordinarse con el operador del sistema.

5.5. REQUISITOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN ESPECIFICOS PARA LA GENERACIÓN A GRAN ESCALA P ≥ 10MW

5.5.1. CONTROL DE FRECUENCIA/ REGULACIÓN PRIMARIA

Las plantas de generación que sean despachadas centralmente participaran en el control primario de frecuencia según lo expone la Resolución 023 de (2001) emitida por la CREG de la siguiente manera (CREG, 2001):

> Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. (p 3)
>
> Los tiempos característicos de respuesta están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos (p . 3)
>
> El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente debe ser un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.(p 4)

Por lo anterior, se tienen los siguientes requisitos que deben cumplir las plantas despachadas centralmente.

Tabla 42. Control frecuencia

Requisito	Plantas despachadas centralmente
Regulación primaria	3% de la capacidad de generación horaria programada
	Tiempo de respuesta 0 y 10 seg y variación de carga sostenible en 30 seg
Estatismo	valor entre el 4% y el 6%

En este sentido el **Numeral 5.6.1** del Código de Operación expresa lo siguiente:

Regulación primaria.

> Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND).

En este caso, la recomendación es precisar en el **Numeral 5.6.1** del Código de Operación lo siguiente:

Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad **y control de frecuencia** en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND).

5.5.2. CONTROL DE FRECUENCIA/POTENCIA ACTIVA-PLANTAS SOLARES A GRAN ESCALA P ≥ 10MW

El control de frecuencia/potencia activa en las plantas solares está constituido por la reducción de potencia por sobrefrecuencia; dentro de las condiciones normales del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia se establecen las variaciones que se presentan en el rango de ± 500 mHz según lo estipulado en Resolución CREG 198 de 1997 (CREG, 1997), por tanto para que las plantas solares a gran escala con capacidad mayor a 10 MW sirvan como apoyo a este servicio, la frecuencia deberá alcanzar valores por encima de 60.5 Hz.

En el Código de Operación se recomienda agregar, en el numeral 5.6 CONTROL DE FRECUENCIA., el numeral 5.6.3 como el siguiente:

- **La generación gran escala P > 10MW en plantas solares debe estar facultada para reducir la potencia activa entregada a la red cuando la frecuencia se encuentre mayor a 60. 5Hz.**

Esta reducción de la potencia suministrada a la red se hará con un estatismo entre el 4% y 6%.

Es recomendable que las plantas de generación a gran escala tenga la capacidad de disminuir la generación de potencia activa en cualquier condición de operación, incluso bajo requerimiento del operador.

5.5.3. CONTROL DE VOLTAJE/POTENCIA REACTIVA

En el Código de operación, Resolución CREG 025 de 1995, se dan especificaciones para el Control de Voltaje (Numeral 5.7) para las plantas conectadas al SIN, así: "Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad" (p. 202).

Para la incorporación de plantas de generación a gran escala se debe indicar en el Código de operación específicamente el siguiente requerimiento para el control de tensión que diferencie lo solicitado para la generación dependiendo de su capacidad:

La generación o absorción de potencia reactiva de las plantas de generación estará condicionada a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

El control de voltaje para la generación a gran escala (P >10MW) será automático y deberá coordinarse con el operador del sistema.

De igual manera, en la Resolución 070 de 1998 en el **Numeral 4.5.6.3** Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio en el literal d) se tiene lo siguiente: "El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control". Se recomienda modificar literal de la siguiente forma:

El control de voltaje **se ejecutará según lo estipulado en el numeral 5.7 del Código de operación.**

5.5.4. PROTECCIONES

Se recomendación para el **Numeral 8** del Código de Conexión precisar que las exigencias solicitadas sean para la **Generación a gran escala (P > 10 MW),** así:

> 8. REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE **GENERADORES A GRAN ESCALA (P > 10 MW)** AL STN

Según la recomendación dada, los requerimientos técnicos descritos en el **Numeral 8** aplicables para las protecciones de **Generación a gran escala (P > 10 MW)** se resumen a continuación:

Tabla 43. Resumen requisitos Numeral 8 Código de Conexión

REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES A GRAN ESCALA (P > 10 MW) AL STN		
Numeral	Requisitos, Equipo o función	Descripción
8.1.1	Equipo de Interrupción	Para la máxima corriente de corto

REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES A GRAN ESCALA (P > 10 MW) AL STN		
Numeral	Requisitos, Equipo o función	Descripción
8.1.2	Equipo de protección	Para proteger la red
	Ajuste de protecciones	< 80 ms en 500 kV.
		< 100 ms en 220 kV
	Protección de respaldo	< 300 ms
	Protección de falla de interruptor	> 200 kV ordena el disparo entre 100 ms y 500 ms
	Protección de Alta y baja frecuencia	Con los límites especificados en el código de operación
8.1.4	Equipo de telecomunicaciones	Teleprotección, Sistemas de comunicación
8.1.5	Equipo registrador de fallas	Que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión
8.1.6	Equipo de supervisión y control	El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo
8.2.1	Puesta a tierra del neutro	Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra
8.2.2	Relés de frecuencia	Las unidades de generación se deben proveer con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el Código de Operación
8.2.3	Ajuste de relés	El ajuste de los relés será coordinado (tanto en el momento de la conexión como en el futuro) con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla.

5.6. MODIFICACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998 Y A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995

Se recomienda que la generación a pequeña escala (P ≤ 1 MW), mediana escala (1 MW< P ≤ 10 MW), y gran escala (P > 10 MW), cumpla con los requerimientos de la Resolución CREG 70 DE 1998 y la Resolución CREG 025 de 1995 según corresponda.

En cuanto a la Resolución 070 de 1998, se recomienda que se modifiquen los numerales que se muestran en la Tabla 44 de manera que se obtenga mayor precisión para la operación de este tipo de plantas.

Tabla 44. Numerales a modificar Resolución CREG 070 de 1998

RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998		
Numeral	**Requisitos, Equipo o función**	**Descripción**
4.2.2	Distorsión de las ondas	Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya
4.5.6.2	Coordinación de Protecciones	
4.5.6.3	Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio	d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control.

En cuanto a la Resolución CREG 025 de 1995, se recomienda que se modifiquen numerales que se muestran en la Tabla 45 de manera que se obtenga mayor precisión para la operación de este tipo de plantas.

Tabla 45. Numerales a modificar Resolución CREG 025 de 1995

RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995		
Numeral	**Requisitos, Equipo o función**	**Descripción**
2.2.5 Código de Operación	Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN	las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia : No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos. Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad. Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos. Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad

RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995		
Numeral	**Requisitos, Equipo o función**	**Descripción**
5.6.1 Código de Operación	Regulación primaria	Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND).
5.7 Código de Operación	Control de voltaje	Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.
7.7 Código de Conexión	Calidad de la forma de onda de tensión	Cuando el Usuario está conectado a la red el valor de distorsión armónico total y armónico individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la Norma IEEE 519.
8 Código de Conexión	REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES AL STN	

5.7. PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS APLICABLES CONCEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Los procedimientos técnicos aplicables para las plantas de generación actuales, dados por los acuerdos CNO, deberán estar alineados con la incorporación de generación solar fotovoltaica al sistema interconectado nacional; por tanto, se recomienda, en caso de ser necesario, evaluar los procedimientos aplicables a este tipo de generación. A continuación, se presentan algunos de los procedimientos aplicables:

Tabla 46. Acuerdos CNO aplicables a la generación

ACUERDOS CNO		
NÚMERO ACUERDO	**TÍTULO**	**DESCRIPCIÓN**
842	Por el cual se establece la aplicabilidad y se fija la periodicidad para la realización de las pruebas de estatismo y banda muerta efectuadas por las plantas despachadas centralmente.	Todas las unidades o plantas de generación del SIN despachadas centralmente, deben efectuar las pruebas de estatismo y banda muerta con la periodicidad y procedimientos establecidos por el CNO.
843	Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de parámetros del generador y los modelos del sistema de excitación, control de velocidad/potencia y estabilizadores de sistemas de potencia de las unidades de generación del SIN, y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles de generación.	*"El CND en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros utilizados en el planeamiento operativo a fin de demostrar que cumple con los declarados"*
932	Procedimiento General para la Realización de Pruebas de Potencia Reactiva.	El procedimiento especifica los pasos a seguir para la realización de las pruebas de potencia reactiva y los criterios que deben cumplirse para asegurar que los resultados obtenidos durante las pruebas coordinen efectivamente con las

ACUERDOS CNO		
NÚMERO ACUERDO	TÍTULO	DESCRIPCIÓN
		funciones de protección, limitación y la capacidad disponible dada por la curva de carga del generador.
982	Por el cual se definen los tipos de pruebas para las plantas o unidades de generación que están autorizadas para desviarse.	Establece las pruebas para las plantas o unidades de generación que el Centro Nacional de Despacho CND autorizará para desviarse, así como los códigos correspondientes para su envío en la oferta de precio y declaración de disponibilidad.

5.8. RESUMEN RECOMENDACIONES REGULATORIAS

Se recomienda que se dé la clasificación de la generación para dar los requerimientos técnicos en la Resolución 025 de 1995 y en la Resolución 070 de 1998, de la siguiente manera:

- Generación a pequeña escala P ≤ 1MW
- Generación a mediana escala 1 MW < P ≤ 10 MW
- Generación a gran escala P ≥ 10 MW

Se recomienda incluir en la Resolución CREG 025 de 1995, y CREG 070 de 1998 los requisitos mencionados en la sección 3.1.1 de este documento, referente a la IEEE std. 1547 "IEEE standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" para la conexión y operación de generación a pequeña escala o mediana escala, y los resultados de los estudios de conexión planteados en la Resolución CREG 121 de 2017.

5.8.1. RECOMENDACIONES APLICABLES RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995

5.8.1.1. Información necesaria para la incorporación de la generación solar

El Apéndice I del Código de Planeamiento detalla la información necesaria para efectuar los estudios de planeamiento del sistema eléctrico, *"flujos de cargas, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, confiabilidad y evaluación económica".*

Con base en las características de la generación solar fotovoltaica se recomienda incluir como información básica necesaria:

- **Cuadro 12: Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos.**
- **Cuadro 13: Parámetros de los inversores.**
- **Cuadro 14: Esquemas de regulación potencia-frecuencia de los inversores en los generadores fotovoltaicos.**
- **Cuadro 15: Esquemas de control de tensión, potencia reactiva-tensión, de los inversores en los generadores fotovoltaicos.**

Y desplazar los cuadros de costos índices a los números 16 y 17 en los que se integrarán los costos índices de referencia general para paneles, inversores y para operación y mantenimiento de esta generación.

5.8.1.2. Control de frecuencia/potencia activa

En el Código de Operación se recomienda agregar, en el **Numeral 5.6** CONTROL DE FRECUENCIA, el **numeral 5.6.3** de la manera el siguiente:

- **La generación gran escala P > 10MW en plantas solares debe estar facultada para reducir la potencia activa entregada a la red cuando la frecuencia se encuentre mayor a 60. 5Hz. Esta reducción de la potencia suministrada a la red se hará con un estatismo entre el 4% y 6%.**

Las recomendaciones regulatorias aplicables a la Resolución CREG 025 de 1995 se exponen en la Tabla 47.

Tabla 47. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 025 de 1995

<table>
<tr><th colspan="4">RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995</th></tr>
<tr><th>Numeral</th><th>Requisitos, Equipo o función</th><th>Descripción</th><th>Recomendación</th></tr>
<tr><td>2.2.5 Código de Operación</td><td>Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN</td><td>las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia :
No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz
En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.</td><td>Se recomienda modificarlos en el Código de operación como aparecen en la siguiente tabla.
<table>
<tr><th>Límite inferior [Hz]</th><th>Límite superior [Hz]</th><th rowspan="2">Tiempo mínimo de operación</th></tr>
<tr><th>(mayor que)</th><th>(menor o igual que)</th></tr>
<tr><td>-</td><td>57.5</td><td>Desconexión Forzada</td></tr>
<tr><td>57.5</td><td>58.5</td><td>Desconexión Opcional después de 15 segundos</td></tr>
<tr><td>58.5</td><td>62.0</td><td>Permanente</td></tr>
<tr><td>62.0</td><td>63.0</td><td>Desconexión. Opcional después de 15 segundos</td></tr>
<tr><td>63.0</td><td>-</td><td>Desconexión Forzada</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995			
Numeral	Requisitos, Equipo o función	Descripción	Recomendación
		• Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad	
5.6.1 Código de Operación	Regulación primaria	Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND).	En este caso, la recomendación es precisar en el **Numeral 5.6.1** del Código de Operación lo siguiente: En este caso, la recomendación es precisar en el Numeral 5.6.1 del Código de Operación lo siguiente: Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad **y control de frecuencia** en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND).
5.7 Código de Operación	Control de voltaje	Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.	Para la incorporación de plantas de generación de pequeña, mediana y gran escala se debe indicar específicamente los siguientes requerimientos para el control de tensión que diferencie lo solicitado para la generación dependiendo de su capacidad: **La generación o absorción de potencia reactiva de las plantas de generación estará condicionada a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.** **No se requerirá el control automático de voltaje para la generación a pequeña (P ≤ 1 MW).** **No se requerirá el control automático de voltaje para la generación a mediana escala (1 MW< P ≤ 10 MW). Su punto de operación deberá coordinarse con el operador del sistema.** **El control de voltaje para la generación a gran escala (P >10MW) será automático y deberá coordinarse con el operador del sistema**.

RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995			
Numeral	Requisitos, Equipo o función	Descripción	Recomendación
8 Código de Conexión	REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES		Se recomendación para el Numeral 8 del Código de Conexión precisar que las exigencias solicitadas sean para la **Generación a gran escala (P > 10 MW),** así: 8.REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES **A GRAN ESCALA (P > 10MW)** AL STN

Tabla 48. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 025 de 1995

<table>
<tr><th colspan="4">RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995-CÓDIGO DE CONEXIÓN</th></tr>
<tr><th>Numeral</th><th>Requisitos, Equipo o función</th><th>Descripción</th><th>Recomendación</th></tr>
<tr>
<td>7.7 Código de Conexión</td>
<td>Calidad de la forma de onda de tensión</td>
<td>Cuando el Usuario está conectado a la red el valor de distorsión armónico total y armónico individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la Norma IEEE 519.</td>
<td>
La recomendación está orientada a precisar los límites de distorsión en tensión y corriente para las plantas de generación como se a continuación:
Distorsión armónica total de tensión, THDV
El Percentil 95 de las mediciones de la Distorsión armónica total de tensión, THDV, y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la siguiente tabla:
Límites para la Distorsión Armónica
<table>
<tr><th>Nivel de Tensión</th><th>THDV_95</th><th>Distorsión armónica individual</th></tr>
<tr><td>1</td><td>5.0 %</td><td>3.0 %</td></tr>
<tr><td>2</td><td>5.0 %</td><td>3.0 %</td></tr>
<tr><td>3</td><td>5.0 %</td><td>3.0 %</td></tr>
<tr><td>4</td><td>2.5 %</td><td>1.5 %</td></tr>
<tr><td>STN</td><td>1.5 %</td><td>1.0 %</td></tr>
</table>
Distorsión total de demanda, TDD
El Percentil 95 de los valores de la Distorsión total de demanda, TDD, y de la Distorsión armónica individual en el punto de conexión de usuarios, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en las siguientes tablas.
Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3
<table>
<tr><th rowspan="2">Relación Isc/IL</th><th colspan="5">Distorsión armónica individual</th><th rowspan="2">TDD_95</th></tr>
<tr><th>h < 11</th><th>11 ≤ h < 17</th><th>17 ≤ h < 23</th><th>23 ≤ h < 35</th><th>h ≥ 17</th></tr>
<tr><td>Isc/IL < 20</td><td>4.0</td><td>2.0</td><td>1.5</td><td>0.6</td><td>0.3</td><td>5.0 %</td></tr>
<tr><td>20 ≤ Isc/IL < 50</td><td>7.0</td><td>3.5</td><td>2.5</td><td>1.0</td><td>0.5</td><td>8.0 %</td></tr>
<tr><td>50 ≤ Isc/IL < 100</td><td>10</td><td>4.5</td><td>4.0</td><td>1.5</td><td>0.7</td><td>12.0 %</td></tr>
<tr><td>100 ≤ Isc/IL < 1000</td><td>12</td><td>5.5</td><td>5.0</td><td>2.0</td><td>1.0</td><td>15.0 %</td></tr>
<tr><td>Isc/IL ≥ 1000</td><td>15</td><td>7.0</td><td>6.0</td><td>2.5</td><td>1.4</td><td>20.0 %</td></tr>
</table>
Límites de distorsión armónica individual y TDD para el Nivel de Tensión 4
<table>
<tr><th rowspan="2">Relación Isc/IL</th><th colspan="5">Distorsión armónica individual</th><th rowspan="2">TDD_95</th></tr>
<tr><th>h < 11</th><th>11 ≤ h < 17</th><th>17 ≤ h < 23</th><th>23 ≤ h < 35</th><th>h ≥ 17</th></tr>
<tr><td>Isc/IL < 20</td><td>2.0</td><td>1.00</td><td>0.75</td><td>0.30</td><td>0.15</td><td>2.5 %</td></tr>
<tr><td>20 ≤ Isc/IL < 50</td><td>3.5</td><td>1.75</td><td>1.25</td><td>0.50</td><td>0.25</td><td>4.0 %</td></tr>
<tr><td>50 ≤ Isc/IL < 100</td><td>5.0</td><td>2.25</td><td>2.00</td><td>0.75</td><td>0.35</td><td>6.0 %</td></tr>
<tr><td>100 ≤ Isc/IL < 1000</td><td>6.0</td><td>2.75</td><td>2.50</td><td>1.00</td><td>0.50</td><td>7.5 %</td></tr>
<tr><td>Isc/IL ≥ 1000</td><td>7.0</td><td>3.50</td><td>3.00</td><td>1.25</td><td>0.70</td><td>10.0 %</td></tr>
</table>
Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN
<table>
<tr><th rowspan="2">Relación Isc/IL</th><th colspan="5">Distorsión armónica individual</th><th rowspan="2">TDD_95</th></tr>
<tr><th>h < 11</th><th>11 ≤ h < 17</th><th>17 ≤ h < 23</th><th>23 ≤ h < 35</th><th>h ≥ 17</th></tr>
<tr><td>Isc/IL < 25</td><td>1.0</td><td>0.5</td><td>0.38</td><td>0.15</td><td>0.10</td><td>1.50</td></tr>
<tr><td>25 ≤ Isc/IL < 50</td><td>2.0</td><td>1.0</td><td>0.75</td><td>0.30</td><td>0.15</td><td>2.50</td></tr>
<tr><td>Isc/IL ≥ 1000</td><td>3.0</td><td>1.5</td><td>1.15</td><td>0.45</td><td>0.22</td><td>3.75</td></tr>
</table>
Donde:
I_{SC}: Es la mínima corriente de corto circuito trifásica presente en el punto de conexión. En el caso de conexiones monofásicas se debe utilizar la corriente de corto monofásica.
I_L: Corresponde a la corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión.
Para los puntos de conexión de generación se deberán cumplir, en cada nivel de tensión aplicable, los límites establecidos para la menor relación Isc/IL.
Los límites para los componentes armónicos pares de distorsión armónica individual serán iguales al 25 % de los establecidos en las anteriores tablas para los componentes impares.
</td>
</tr>
</table>

5.8.1.3. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 070 de 1998

Las recomendaciones regulatorias aplicables a la Resolución CREG 070 de 1998 se exponen en la Tabla 49.

Tabla 49. Recomendaciones aplicables Resolución CREG 070 de 1998

RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998			
Numeral	**Requisitos, Equipo o función**	**Descripción**	**Recomendación**
4.2.2	Distorsión de las ondas	Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya	La recomendación para es modificar el **Numeral 4.2.2 de la siguiente manera:** Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios **conectados** en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en el **Numeral 7.7 del Código de conexión.**
4.5.6.2	Coordinación de Protecciones		En este numeral se recomienda adicionar un literal que de los requerimientos de protección anti-isla, el numeral a incluir es el siguiente: • **Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección anti-isla. Se permite la generación en isla coordinada con el operador de red, garantizando la calidad del suministro y la seguridad del sistema.**
4.5.6.3	Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio	d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control.	Modificar el literal d) de la siguiente manera: El control de voltaje **se ejecutará según lo estipulado en el numeral 5.7 del Código de operación.**

6. SIMULACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SIN

6.1. CONSIDERACIONES GENERALES, MODELOS DE SIMULACIÓN Y CONDICIONES OPERATIVAS RELEVANTES

6.1.1. SERVICIOS ESENCIALES DE LOS GENERADORES

En el Código de Conexión del SIN y de manera similar por la NERC, dos de los servicios esenciales que prestan los generadores al sistema para garantizar calidad, seguridad y confiabilidad en el servicio eléctrico son el control de frecuencia y el control de tensión. Los otros servicios son estabilización de la potencia y capacidad de arranque autónomo.

La generación fotovoltaica implementa estas funciones mediante el sistema de control sobre el inversor integrando el monitoreo de variables y la instrumentación de rampas de variación de la potencia generada, y para el control de tensión, desarrollando esquemas según los criterios de aplicación necesarios.

Para evaluar el desempeño de estas funciones que reflejan el impacto de la generación fotovoltaica sobre la operación del sistema eléctrico es conveniente realizar simulaciones con los modelos de análisis eléctrico.

La generación fotovoltaica es una potencia eléctrica que no acumula energía cinética en masas rotativas como ocurre en la generación convencional. Sin embargo, tiene un impacto directo en la frecuencia al tomar o rechazar carga con su control de potencia activa y con impacto aún mayor cuando se desconecta de la red. Ese efecto ha sido denominado por la NERC como Inercia “sintética” de la generación fotovoltaica.

Por lo tanto, de las diferentes condiciones que pueden presentarse en la operación en relación con el impacto de la generación fotovoltaica en la frecuencia se simulan dos comportamientos relevantes:

- Desempeño de la generación fotovoltaica ante desbalances generación-demanda por eventos de generación.
- Desempeño de la generación fotovoltaica ante condiciones de sobrefrecuencia por pérdida de carga.

En relación con la tensión, como *“todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada*” y en función de una tensión objetivo para mantener las transferencias de potencia activa a través de la red de transmisión, la generación fotovoltaica debe participar activamente tanto en controlar la tensión del punto de conexión en la franja operativa como en proveer potencia reactiva frente a eventos en la red que provoquen caídas apreciables de la tensión.

Por lo tanto, se simulan dos condiciones fundamentales:

- Control de la Tensión en la franja operativa, en el punto de conexión de la generación fotovoltaica, ante condiciones de variaciones de tensión por pérdida de carga.
- Aporte de reactivos y soportabilidad de la generación fotovoltaica ante fallas en la red que provocan caídas apreciables de tensión en el punto de conexión.

6.1.2. MODELOS DE SIMULACIÓN

Teniendo en cuenta la complejidad interna que tiene la generación fotovoltaica y la necesidad de simular su impacto en la operación del sistema interconectado se adopta la recomendación de la Guía WECC de modelarla como un único equivalente de máquina y se ajusta un modelo en el software de análisis eléctrico.

Para los análisis de estabilidad se simulan funciones dinámicas del inversor como el control de potencia activa en función de umbrales de frecuencia y el control de tensión entre los rangos operativos y para excursiones de la tensión por fuera de esta banda ante eventos de red.

Es evidente la existencia de incertidumbre en la validez de los modelos, y por lo tanto, estas consideraciones implican incertidumbre en la evaluación del desempeño de la generación fotovoltaica en el SIN.

6.1.3. CONSIDERACIONES SOBRE ESCENARIOS DE GENERACIÓN, RED Y DEMANDA

La incorporación de generación fotovoltaica en el SIN presenta el siguiente panorama:

- A 2017 la capacidad instalada de generación fotovoltaica es de 9.8 MW correspondiente al proyecto de Celsia Solar en Yumbo.
- Valores en estudio para el 2023 suman aproximadamente 290 MW adicionales; 29.8 MW en Guajira, 220 MW en Cesar y 39.1 MW en Atlántico, acompañados de proyectos eólicos del orden de 1280 MW en la Guajira, según lo precisado por la UPME.
- Capacidades mayores y adicionales para el 2024 serán resultado de desarrollos en fotovoltaica del orden de 1880 MW; 366.4 MW en Guajira, 414.9 MW en Cesar, 119.8 MW en Magdalena, 700 MW en Atlántico, 180 MW en THC y 100 MW en el Meta, también acompañados de proyectos eólicos por 2880 MW en la Guajira de acuerdo con lo comunicado por la UPME.

En el montaje de la base de datos y el análisis eléctrico para los años 2023 y 2024 se ha encontrado incertidumbre sobre los criterios de despacho de la generación, sobre las redes de transmisión y de otros niveles de tensión, y sobre la distribución de la demanda.

En consecuencia, para disminuir la incertidumbre en variables de análisis tan importantes como las mencionadas, en la simulación del impacto de la generación solar fotovoltaica en las condiciones operativas del SIN y principalmente para evaluar sus características de desempeño se ha considerado prudente elegir como escenarios de generación, red y demanda el año 2018 sin

presencia simultánea de otros desarrollos de generación no convencional, y con las siguientes precisiones:

- Capacidad equivalente de una planta fotovoltaica en la zona de 350 MW conectada a la subestación Valledupar 220 kV.
- **Criterios de despacho:**
  - El generador fotovoltaico se conecta en la región de Caribe.
  - El despacho de esta generación tiene su impacto en demanda media.
  - El despacho del área Caribe presenta una serie de requerimientos, en términos de unidades equivalentes, en función de la demanda de potencia activa y reactiva y necesidades para el soporte de tensión en la zona para las transferencias de potencia (XM, 2017). Con estos criterios se ajustan dos escenarios de despacho en demanda media al incluir o no la generación hidráulica del área.
  - El despacho del generador fotovoltaico desplaza recursos más costosos.

6.1.4. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

La conexión del generador fotovoltaico de 350 MW se realiza en la Subestación Valledupar 220 kV por medio de un transformador elevador de 0.4/220 kV como lo ilustra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

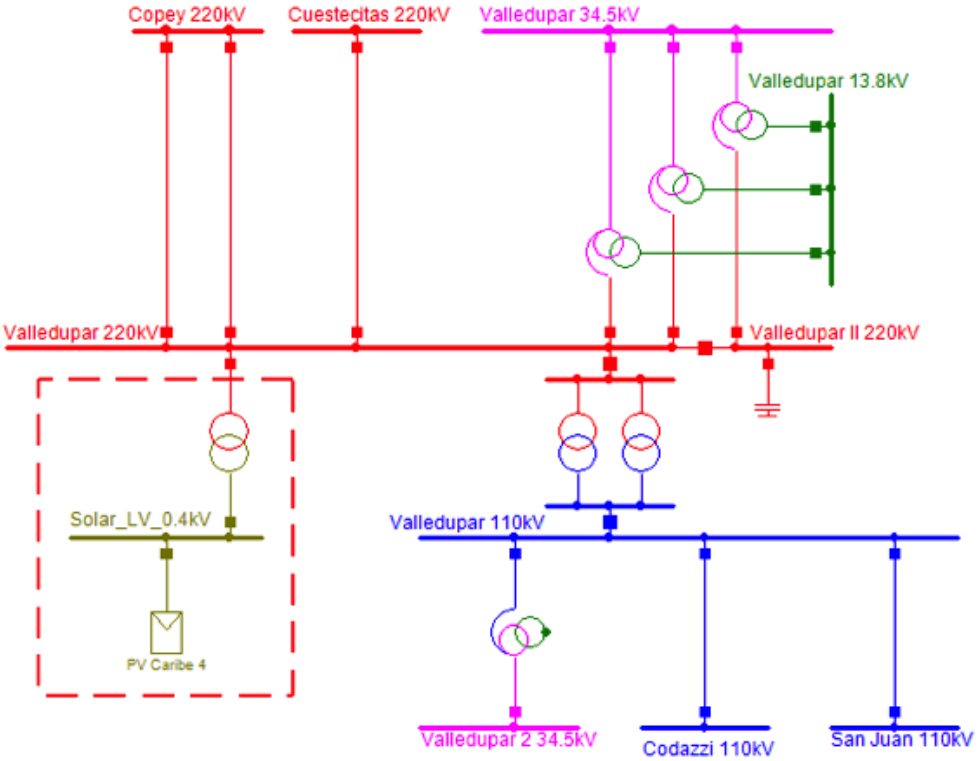


Figura 47. Punto de conexión del generador fotovoltaico para la simulación (IEB)

Los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico con el detalle de los módulos solares tomados como referencia se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Con los

parámetros de los módulos solares se calculan los elementos en serie y paralelo necesarios para cumplir las condiciones de tensión de operación, tensión máxima y potencia nominal.

Tabla 50. Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico y de los módulos solares (IEB)

Variable	Valor
Potencia Activa Nominal Generador PV (Pn)	50 MW
Factor de Potencia Inversor (Fp)	0.95
Tensión RMS Punto de Conexión (Vn)	0.4 kV
Material del Módulo	Poli-cristalino
Potencia pico módulo (Pp)	315 W
Tensión punto de máxima P. (Vmpp)	37.3 V
Corriente punto de máxima P. (Impp)	8.45 A
Tensión punto de vacío (Voc)	45.4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.88 A
Tensión máxima de operación (VL)	1000V
Coeficiente Variación de V con °T.	-0.003/°K
Coeficiente Variación de I con °T.	0.0004/°K

Teniendo en cuenta los parámetros de inercia de la generación total despachada resultan cuatro escenarios, dos sin la planta solar y dos modelando la planta solar, para analizar comparativamente las condiciones operativas de desempeño de la generación fotovoltaica.

Despachos resultantes según inercia:

- Despacho base el de mayor inercia.
- Despacho con hidráulica en Caribe con una inercia resultante del 96% del despacho base.
- Inclusión de la planta fotovoltaica en el despacho base reduciendo la inercia al 90%.
- Inclusión de la planta fotovoltaica e hidráulica en Caribe con una inercia resultante del 91% con respecto al despacho base.

6.2. DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE DESBALANCES GENERACIÓN-DEMANDA POR EVENTOS DE GENERACIÓN

Los desbalances generación-demanda simulados corresponden a pérdidas de generación de 350 MW en Porce III por disparo de transformador, 348 MW en TEBSA ante combinación de disparo de unidades, y 350 MW de la generación fotovoltaica por disparo del transformador de conexión, en los despachos elaborados configurando un primer conjunto de eventos y resultados:

- Evento 1: Despacho base y disparo de Porce III con 350 MW.
- Evento 2: Despacho con hidráulica en Caribe y disparo de Porce III con 350 MW.
- Evento 3: Despacho con fotovoltaica y disparo de Porce III con 350 MW.
- Evento 4: Despacho con fotovoltaica y con hidráulica en Caribe y disparo de Porce III con 350 MW.

- Evento 5: Despacho base y disparo de la generación fotovoltaica con 350 MW.
- Evento 6: Despacho con hidráulica en Caribe y disparo de la generación fotovoltaica con 350 MW.

Los resultados de la respuesta en frecuencia del SIN se ilustran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con las siguientes observaciones:

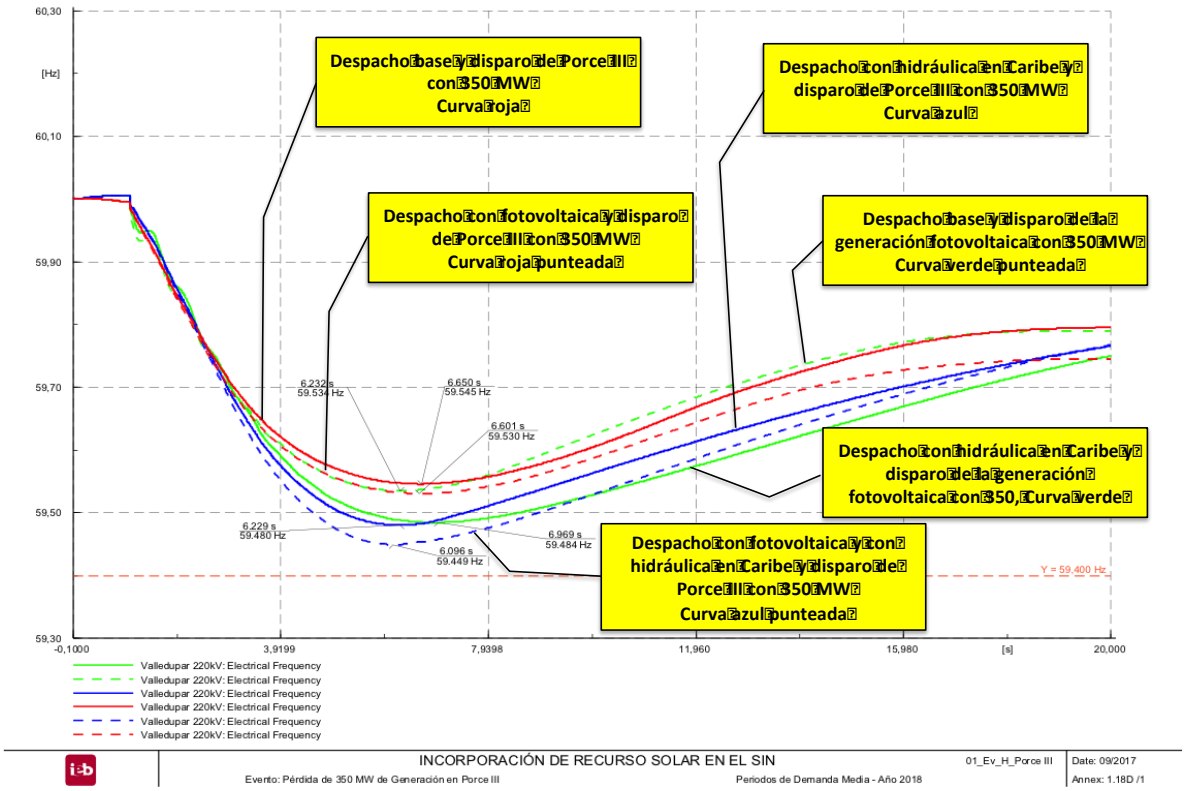


Figura 48. Respuesta de la frecuencia ante eventos de generación en Porce III y ante disparo de la generación fotovoltaica (IEB)

Un segundo conjunto de eventos y resultados corresponde a:

- Evento 7: Despacho base y disparo de 348 MW en TEBSA.
- Evento 8: Despacho con hidráulica en Caribe y disparo de 348 MW en TEBSA
- Evento 9: Despacho con fotovoltaica y disparo de 348 MW en TEBSA
- Evento 10: Despacho con fotovoltaica y con hidráulica en Caribe y disparo de 348 MW en TEBSA.
- Evento 11: Despacho base y disparo de la generación fotovoltaica con 350 MW.
- Evento 12: Despacho con hidráulica en Caribe y disparo de la generación fotovoltaica con 350 MW.

Los resultados de la respuesta en frecuencia del SIN ante estos eventos se ilustran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. De simulaciones se desprenden las siguientes observaciones:

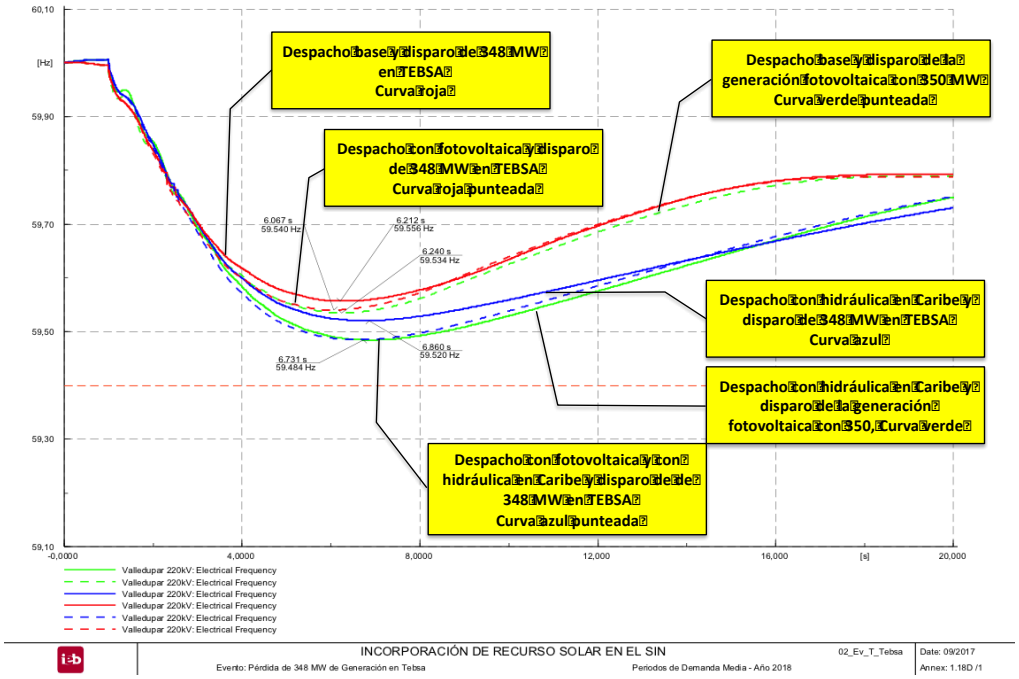


Figura 49. Respuesta de la frecuencia ante eventos de generación en TEBSA y ante disparo de la generación fotovoltaica (IEB)

- Desde el punto de vista inercial y por la evolución de la frecuencia es evidente que el sistema se hace más liviano con la incorporación de generación fotovoltaica, y por lo tanto, más sensible a los desbalances por pérdida de generación.
- Durante estos eventos se hace un uso más intensivo de los recursos de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

6.3. DESEMPEÑO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE CONDICIONES DE SOBREFRECUENCIA POR PÉRDIDA DE CARGA

Buscando impactar de manera perceptible la frecuencia se simula un evento combinado por desconexión simultánea de dos cargas industriales con un total de 290 MW.

El desempeño de la generación fotovoltaica ante condiciones de sobrefrecuencia se muestra a continuación:

- En la Figura 50 se presenta la respuesta en frecuencia del SIN al simular la pérdida de carga en cada uno de los despachos bajo análisis, dos de ellos con la incorporación de la generación fotovoltaica con el control de sobrefrecuencia activo.

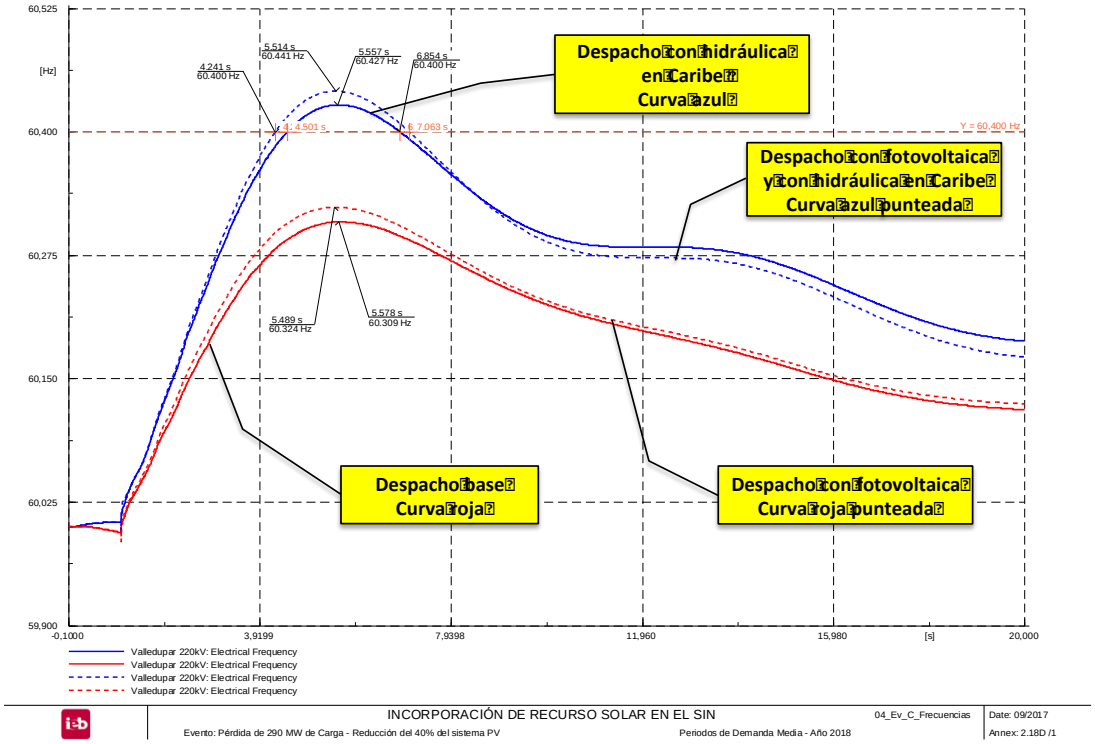


Figura 50. Desempeño de la generación fotovoltaica ante condiciones de sobrefrecuencia (IEB)

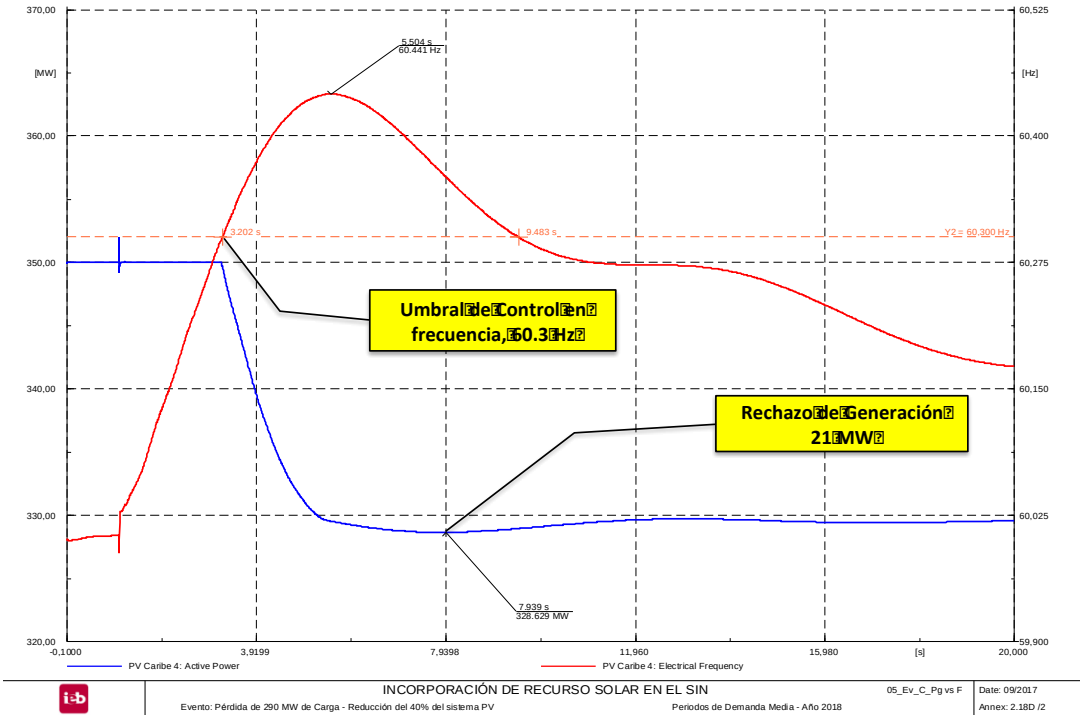


Figura 51. Operación de la función rampa de disminución de la potencia generada por sobrefrecuencia (IEB)

- El la Figura 51 se ilustra la acción de control sobre la potencia activa generada de la planta fotovoltaica con una rampa de disminución programada con umbral de 60.3 Hz y un estatismo del orden de 4.2%. El rechazo máximo de generación supera el 7% del desbalance inicial por pérdida de carga.
- Este impacto de control se refleja en la Figura 52 sobre la respuesta de frecuencia comparando gráficamente la operación para un mismo despacho, una con el control de sobrefrecuencia activo y en la otra inhibiendo el control.

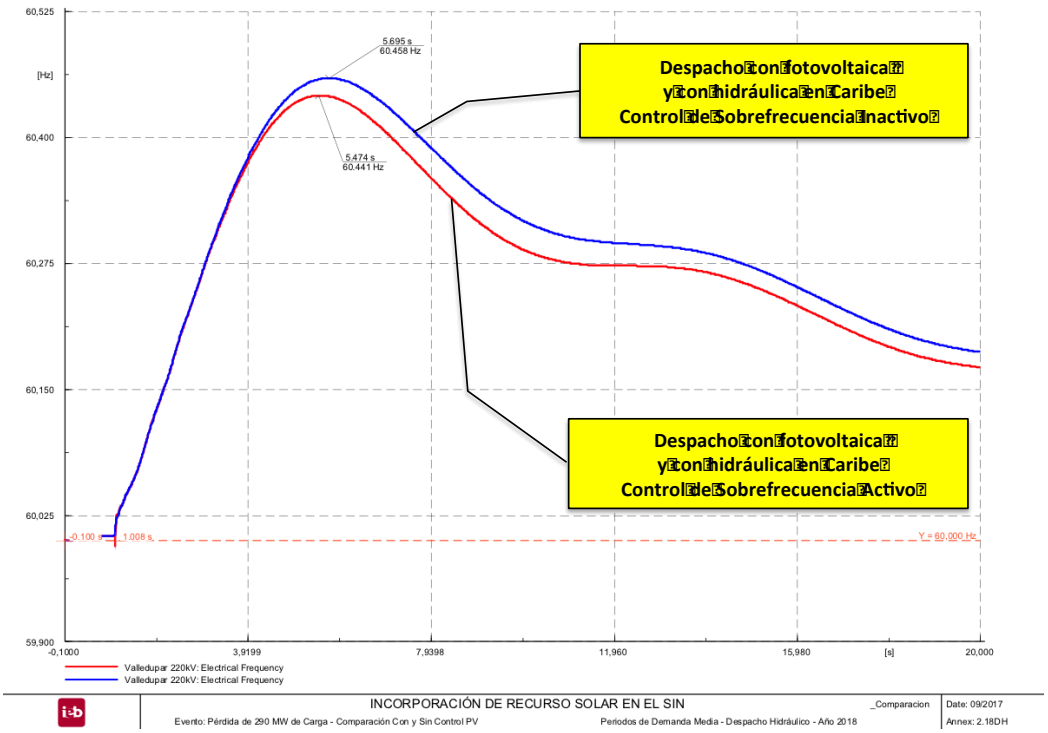


Figura 52. Impacto del Control de sobrefrecuencia de la generación fotovoltaica (IEB)

Observaciones:

- De manera complementaria con la respuesta para baja frecuencia, el sistema se hace más liviano con la incorporación de generación fotovoltaica y también más sensible a los desbalances por pérdida de carga.
- En la franja de frecuencia alcanzada también se hace un uso intensivo de los recursos de regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- **La generación fotovoltaica realiza un aporte verificable al control de frecuencia por encima de la frecuencia nominal sumando su aporte a las regulaciones primaria y secundaria de la generación convencional.**

6.4. CONTROL DE LA TENSIÓN EN LA FRANJA OPERATIVA ANTE VARIACIONES POR PÉRDIDA DE CARGA

Aunque el evento de pérdida de carga, 290 MW, no afecta tanto la tensión como la frecuencia, como se ilustra en la Figura 53, se evalúa simultáneamente el desempeño de la generación fotovoltaica en el control de la tensión en la franja operativa:

- Ante la pérdida de carga se presenta una redistribución de las transferencias de potencia activa y reactiva en la red derivando en un aumento de tensión con respecto de la condición prefalla.

- La generación fotovoltaica reacciona, consecuentemente, absorbiendo reactivos de la red para controlar la tensión teniendo como valor objetivo la tensión de prefalla.
- Las variaciones de potencia reactiva son un espejo de las variaciones de tensión con tendencia amortiguada en el periodo de análisis.
- **La generación fotovoltaica realiza un aporte verificable al control de tensión en la franja operativa como es lo esperado de toda generación conectada al Sistema Interconectado Nacional.**

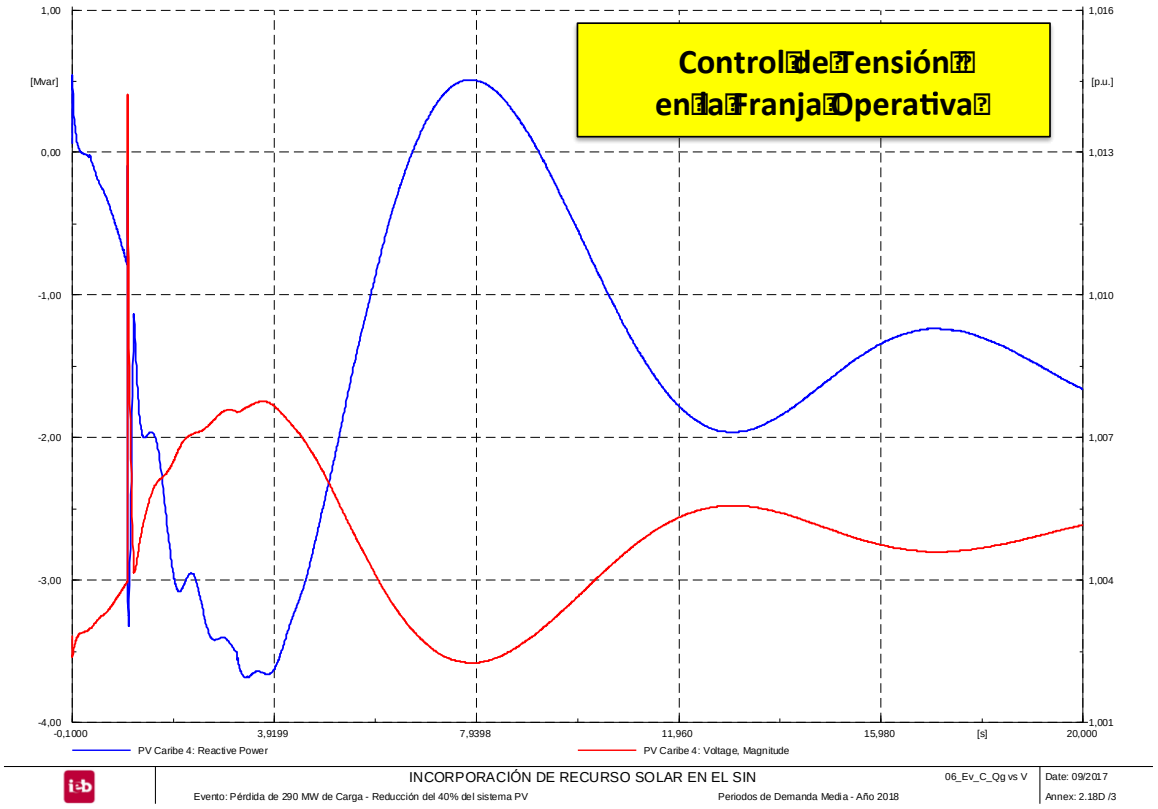


Figura 53. Control de la tensión en la franja operativa ante variaciones por pérdida de carga (IEB)

6.5. APORTE DE REACTIVOS Y SOPORTABILIDAD DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ANTE CAÍDAS APRECIABLES DE TENSIÓN

Un cortocircuito en la red cerca del punto de conexión provoca una caída apreciable de la tensión en la zona de influencia del proyecto. Con esta finalidad se simula un cortocircuito trifásico al 50 % de la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV, de 117 km de longitud, con un tiempo de despeje de falla y apertura de 100 ms.

- La Figura 54 muestra la tensión de operación en falla para las subestaciones en la zona de influencia del proyecto. La subestación de menor tensión es Cuestecitas 220 kV con 0.329 p.u., el nodo de conexión, Valledupar 220 kV llega hasta 0.481 p.u. y la generación fotovoltaica soporta una tensión de 0.509 p.u.
- Después del despeje de la falla las tensiones se recuperan al rango de operación.

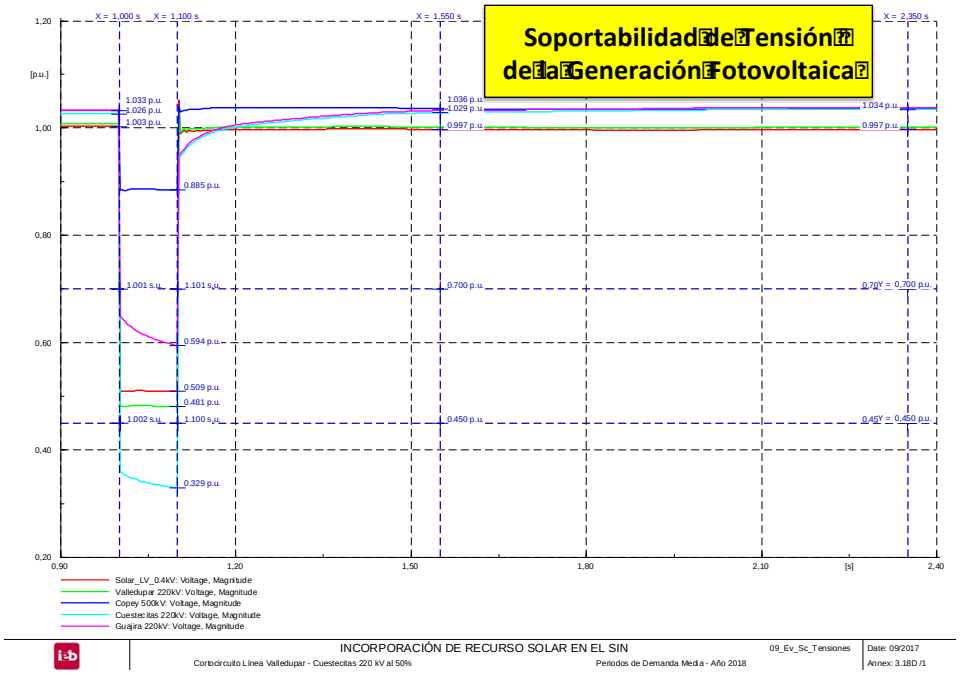


Figura 54. Soportabilidad de Tensión de la generación fotovoltaica ante fallas en la red (IEB)

Durante el tiempo del evento y ante la reducción apreciable de la tensión el generador fotovoltaico no puede entregar toda la capacidad de potencia activa, y transitoriamente reduce su generación por debajo del 40%, como lo muestra la Figura 55.

Después del despeje de la falla, la simulación con el modelo de planta fotovoltaica indica recuperación de condiciones de operación tanto de tensión como de potencia activa generada en valores similares al estado prefalla.

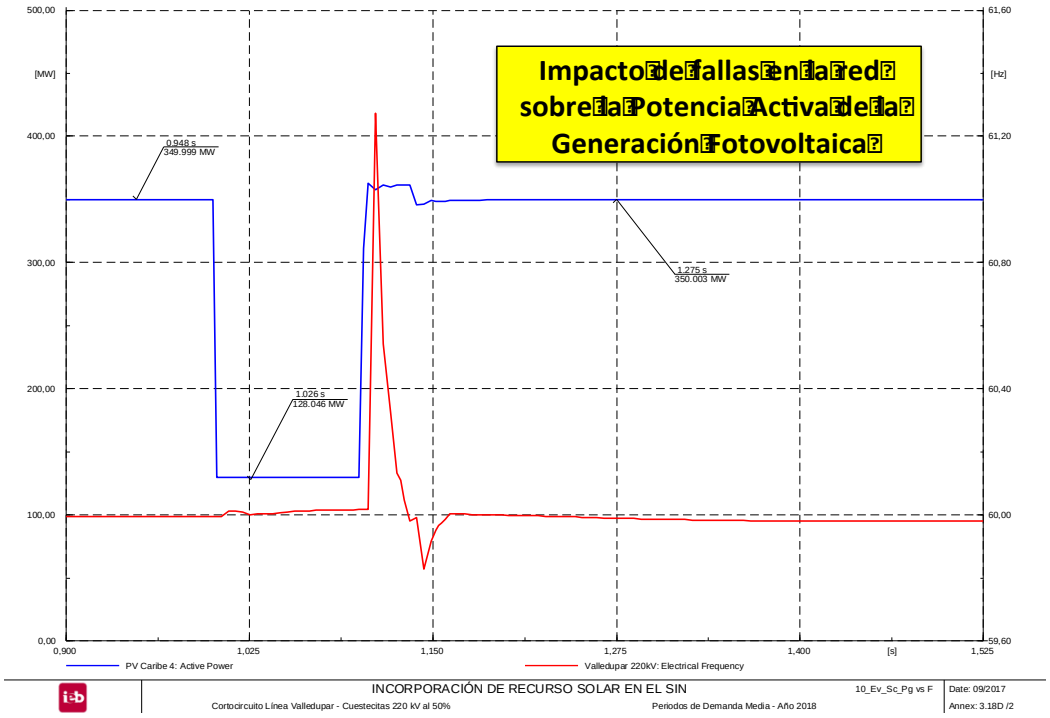


Figura 55. Impacto de fallas en la red sobre la potencia activa de la generación fotovoltaica (IEB)

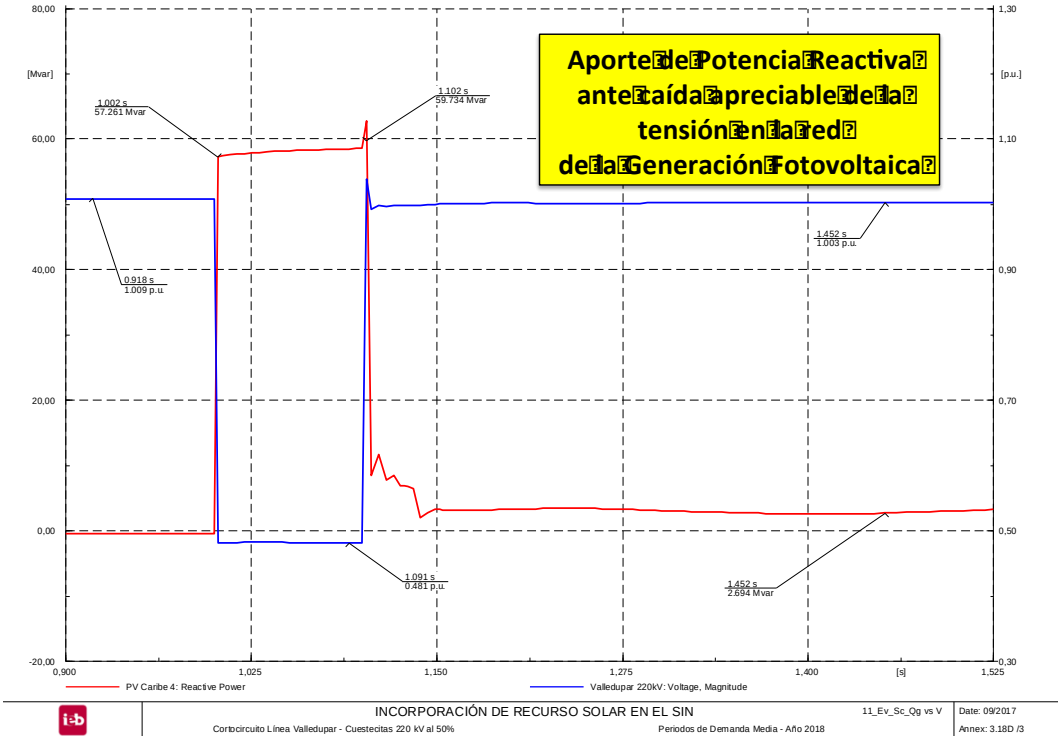


Figura 56. Aporte de potencia reactiva de la generación fotovoltaica ante caída apreciable de tensión en la red (IEB)

Aunque durante la falla se condiciona la generación de potencia activa, la generación fotovoltaica responde con un aporte apreciable de potencia reactiva, del orden de 60 MVAr, para evitar un deterioro mayor en las condiciones del sistema. La Figura 56 evidencia este comportamiento.

Resulta también interesante indagar qué respuestas ofrece el modelo de la generación fotovoltaica ante fallas en el punto de conexión.

Con este propósito se simula cortocircuito trifásico en la subestación Valledupar 220 kV con un tiempo de despeje de falla también de 100 ms sin fraccionamiento mayor de la subestación ni pérdida adicional de elementos de la red de transmisión.

Desde la soportabilidad de tensión por falla trifásica en el punto de conexión, la Figura 57 indica que durante la falla la tensión es nula en el punto de conexión mientras que se reduce al 17% de la nominal en el generador fotovoltaico.

Adicionalmente, la condición de la falla impide la transferencia de potencia activa y por tanto el generador fotovoltaico reduce su potencia generada a cero MW.

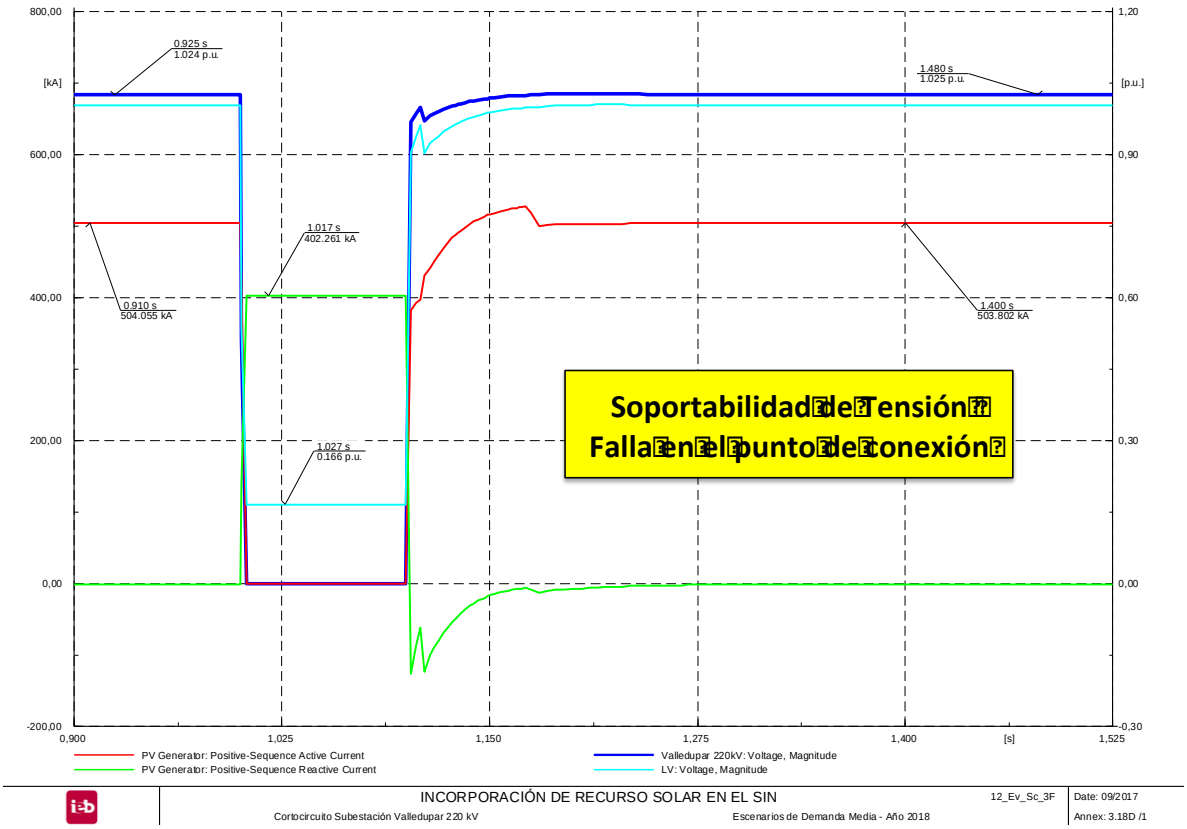


Figura 57. Soportabilidad de Tensión de la generación fotovoltaica ante falla en el punto de conexión (IEB)

Sin embargo, el generador fotovoltaico hace un aporte de potencia reactiva durante la falla del orden de 46 MVAr con una corriente reactiva cercana al 80% de la corriente nominal y una tensión deprimida, como se evidencia en la Figura 58.

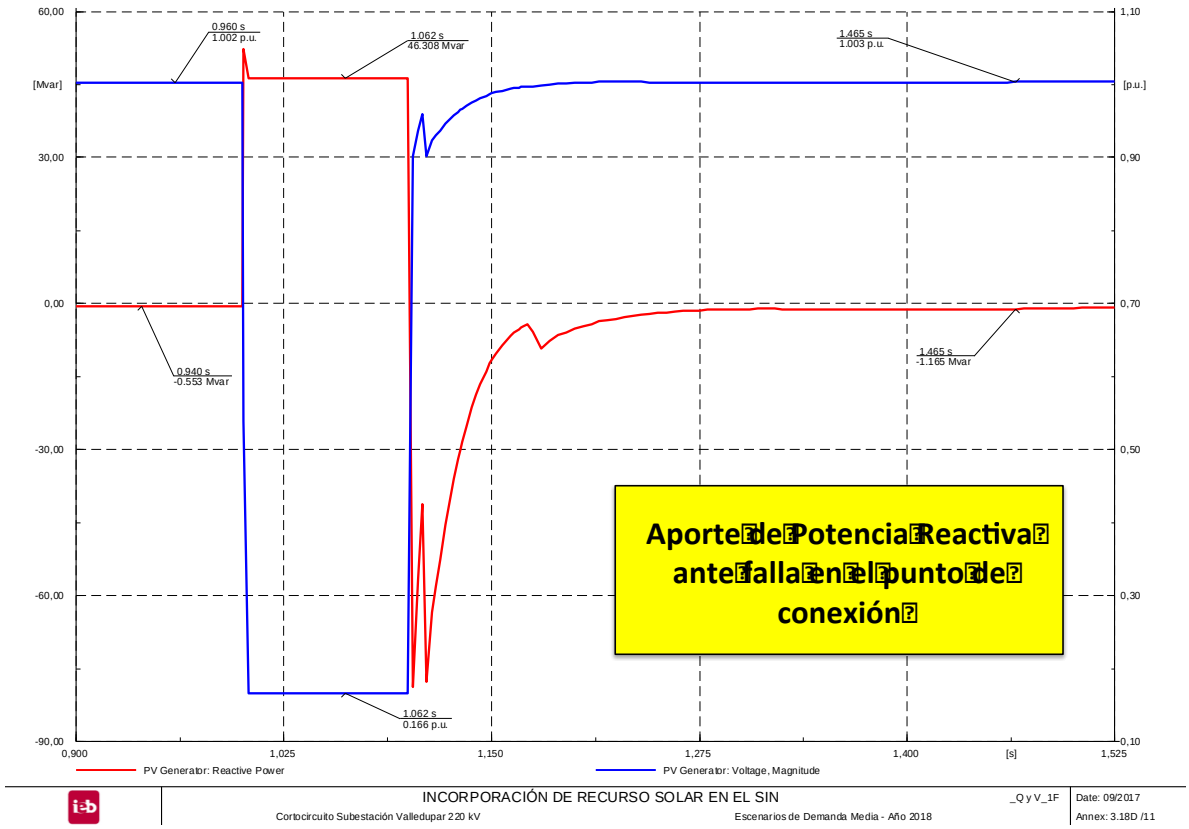


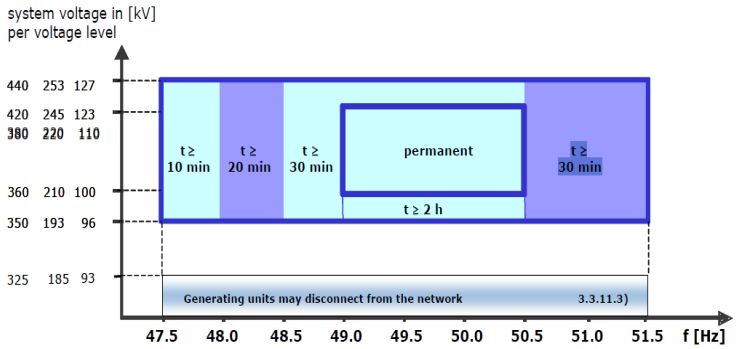
Figura 58. Aporte de Potencia Reactiva ante falla en el punto de conexión (IEB)

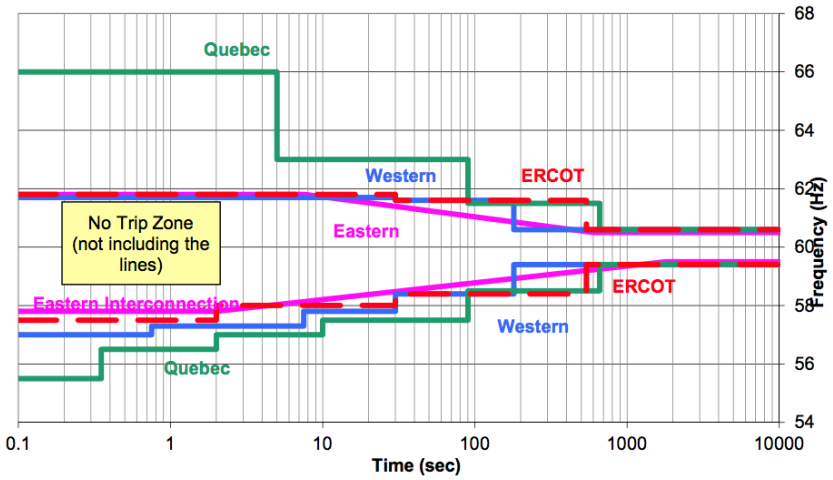
7. COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES

Luego del análisis de información se procede a comparar las variables que se encontraron para los diferentes países, de manera que se puede establecer las variaciones en los parámetros y las especificaciones requeridas por país, conforme las características operativas del sistema, para cada caso.

7.1. RANGOS DE OPERACIÓN DE FRECUENCIA

PAÍS	CARACTERÍSTICA		
Colombia	Límite inferior [Hz] (mayor que)	Límite superior [Hz] (menor o igual que)	Tiempo mínimo de operación
	-	57.5	Desconexión Forzada
	57.5	58.5	Desconexión Opcional después de 15 segundos
	58.5	62.0	Permanente
	62.0	63.0	Desconexión. Opcional después de 15 segundos
	63.0	-	Desconexión Forzada

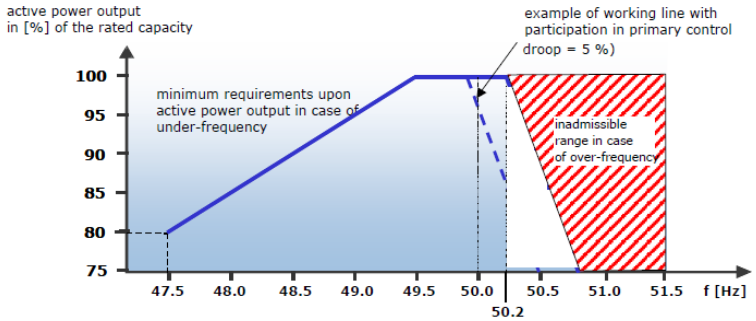
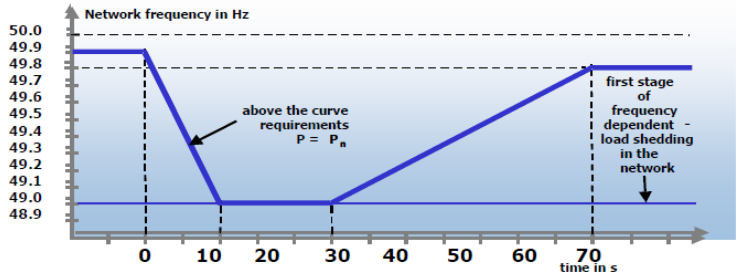
<table>
<tr><th>PAÍS</th><th>CARACTERÍSTICA</th></tr>
<tr><td>Alemania</td><td>Para el sistema de alta tensión se tiene:
 
</td></tr>
<tr><td>Argentina</td><td>Rangos de frecuencia admisibles de operación.
• Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz.
• Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 seg entre 48.5 y 49.0 Hz, y entre 51 y 51.5 Hz.
• Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 seg. entre 48 y 48.5 Hz, y entre 51.5 y 52 Hz.
• Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 seg. entre 47.5 y 48 Hz, y entre 52 y 52.5Hz.
• Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47.5 Hz y 52.5 Hz</td></tr>
<tr><td>Chile</td><td>Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al Sistema Interconectado y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y sub frecuencia, y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos se exija la desconexión forzada):
<table>
<tr><th>Limite Inferior (mayor que)</th><th>Limite Superior (menor o igual que)</th><th colspan="4">Tiempo Mínimo de Operación</th></tr>
<tr><th></th><th></th><th>Hidroeléctricas</th><th>Termoeléctricas</th><th>Parques Eólicos</th><th>Parques Fotovoltaicos</th></tr>
<tr><td>49,0 [Hz]</td><td>50,0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr>
<tr><td>48,0 [Hz]</td><td>49,0 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td>47,5 [Hz]</td><td>48,0 [Hz]</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td></tr>
<tr><td>47,0 [Hz]</td><td>47,5 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr>
<tr><td>50,0 [Hz]</td><td>51,0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr>
<tr><td>51,0 [Hz]</td><td>51,5 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td>51,5 [Hz]</td><td>52,0 [Hz]</td><td>90 segundos</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr>
<tr><td>52,0 [Hz]</td><td>52,5 [Hz]</td><td>15 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td rowspan="2">Desconex. forzada</td><td rowspan="2">Desconex. forzada</td></tr>
<tr><td>52,5 [Hz]</td><td>53,0 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. forzada</td></tr>
</table>
Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD): Tensión entre 1 kV y 60 kV y capacidad máxima de generación entre 100 kW y menor o igual a 9.000 kW.
Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en la siguiente Tabla, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.
<table>
<tr><th>Rango de Frecuencia [Hz]</th><th>Tiempo de despeje [segundos]</th></tr>
<tr><td>>51,5</td><td>0,1</td></tr>
<tr><td>51,5 a 51,0</td><td>90</td></tr>
<tr><td>51,0 a 49,0</td><td>Permanente</td></tr>
<tr><td>49,0 a 48,0</td><td>90</td></tr>
<tr><td><48,0</td><td>0,1</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

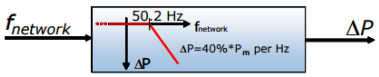
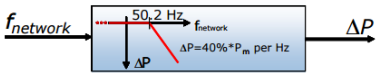
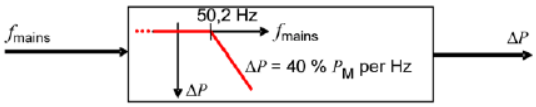
<table>
<tr><th>PAÍS</th><th>CARACTERÍSTICA</th></tr>
<tr><td>España</td><td>La frecuencia nominal de sistema español es de 50 Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49.85 y 50.15 Hz. Lo demás rangos de frecuencia y tiempos de funcionamiento vienen dados por la normativa de la Unión Europea indicados en la siguiente tabla:
<table>
<tr><th>Gama de Frecuencias (Hz)</th><th>Período de tiempo de funcionamiento</th></tr>
<tr><td>47.5 – 48.5</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5 – 49.0</td><td>A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47,5-48,5 Hz</td></tr>
<tr><td>49.0 – 51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0 – 51.5</td><td>30 minutos</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Estados Unidos</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>Francia</td><td>La frecuencia de la transmisión de la red pública se considera dentro de su rango normal de variación, es decir, entre 49.5 Hz y 50.5 Hz.</td></tr>
<tr><td>Italia</td><td>En la operación en paralelo con la red eléctrica, la central solar deberá permanecer conectada al sistema eléctrico por un tiempo indefinido entre siguientes los valores de frecuencia: 47.5 Hz ≤ f ≤ 51.5 Hz</td></tr>
<tr><td>Japón</td><td>Cambios por escalón:
• Áreas de 50 Hz: +0.8 Hz en 3 ciclos (0.06 segundos)
• Áreas de 60 Hz: +1.0 Hz en 3 ciclos (0.05 segundos)
Cambios continuos:
• Áreas de 50 Hz: + 2Hz/seg hasta alcanzar 51.5 Hz
• Áreas de 50 Hz: - 2Hz/seg hasta alcanzar 47.5 Hz
• Áreas de 60 Hz: + 2Hz/seg hasta alcanzar 61.8 Hz
• Áreas de 60 Hz: - 2Hz/seg hasta alcanzar 57.0 Hz</td></tr>
<tr><td>México</td><td><table>
<tr><th>Frecuencia (Hz)</th><th>Tiempo de ajuste de las protecciones</th></tr>
<tr><td>57.5 > frecuencia</td><td>Instantáneo</td></tr>
<tr><td>57.5 = frecuencia < 59.3</td><td>Tiempo ajustable hasta 5 s</td></tr>
<tr><td>59.3 = frecuencia = 60.5</td><td>Operación continua</td></tr>
<tr><td>60.5 < frecuencia = 61.2</td><td>Tiempo ajustable hasta 5 s</td></tr>
<tr><td>61.2 < frecuencia</td><td>Instantáneo</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>China</td><td>China tiene la máxima frecuencia permitida más estricta (50.2 Hz), pero el valor mínimo depende de las características del inversor. Éste es el único país que considera la tecnología utilizada para establecer las limitaciones. De acuerdo con GB/T 19964 “Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centrales de Generación Fotovoltaica al Sistema Eléctrico de Potencia” de 2012, se tiene:</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>PAÍS</th><th>CARACTERÍSTICA</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>Rangos de Frecuencia</th><th>Requerimientos de Operación</th></tr>
<tr><td>< 48 Hz</td><td>Se determina de acuerdo con la mínima frecuencia permitida por el inversor de la central PV</td></tr>
<tr><td>48 Hz < f <49.5 Hz</td><td>La central deberá operar durante máximo 10 minutos</td></tr>
<tr><td>49.5 Hz < f < 50.2 Hz</td><td>Operación continua</td></tr>
<tr><td>f > 50.2 Hz</td><td>La central deberá operar durante máximo 2 minutos</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Costa Rica</td><td>La frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional será 60 Hz. Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del rango de (60 ± 1.65σ) Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de “σ” será de 0.03 Hz.</td></tr>
<tr><td>Unión Europea</td><td>
<table>
<tr><th>Zona síncrona</th><th>Gama de frecuencias (Hz)</th><th>Período de tiempo de funcionamiento</th></tr>
<tr><td rowspan="4">Europa continental</td><td>47.5-48.5</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5-49.0</td><td>A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47.5-48.5 Hz</td></tr>
<tr><td>49.0-51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0-51.5</td><td>30 minutos</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Países Nórdicos</td><td>47.5-48.5</td><td>30 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5-49.0</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos</td></tr>
<tr><td>49.0-51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0-51.5</td><td>30 minutos</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Gran Bretaña</td><td>47.0-47.5</td><td>20 segundos</td></tr>
<tr><td>47.5-48.5</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5-49.0</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos</td></tr>
<tr><td>49.0-51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0-51.5</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td>51.5-52.0</td><td>15 minutos</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Irlanda e Irlanda del Norte</td><td>47.5-48.5</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5-49.0</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos</td></tr>
<tr><td>49.0-51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0-51.5</td><td>90 minutos</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Estados Bálticos</td><td>47.5-48.5</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos</td></tr>
<tr><td>48.5-49.0</td><td>A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47.5-48.5 Hz</td></tr>
<tr><td>49.0-51.0</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>51.0-51.5</td><td>A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

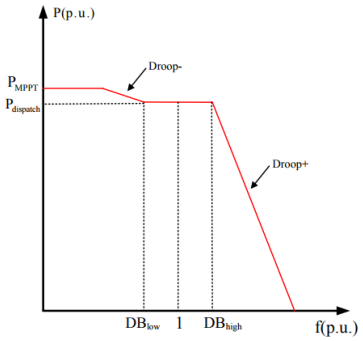
7.2. CONTROL POTENCIA ACTIVA/FRECUENCIA

PAÍS	CARACTERÍSTICAS
Colombia	Regulación primaria Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad y control de frecuencia en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND). La generación a gran escala (P > 10MW) de plantas solares debe estar facultada para reducir la potencia activa entregada a la red cuando la frecuencia se encuentre mayor a 60. 5Hz. Esta reducción de la potencia suministrada a la red se hará con un estatismo entre el 4% y 6%.
Alemania	**Para las conexiones a alta tensión:** Regulación primaria:

PAÍS	CARACTERÍSTICAS
	• La banda de control primario debe ser al menos ± 2 % de la capacidad nominal de potencia activa y capaz de ser activada por decisión del transmisor. • La unidad de generación será capaz de activar en un rango de 30 segundos la potencia total de control primario acordada contractualmente a una frecuencia estable con una desviación de ± 200 mHz y mantener el suministro por al menos 15 minutos. • En caso de desviaciones menores de frecuencia, la misma tasa de cambio de potencia aplicará hasta que la potencia requerida sea alcanzada. • Para control primario la precisión de la medida de la potencia debe estar por debajo de ± 10 mHz. • Se acordará con el transmisor una banda muerta flexible y su configuración. • La característica Potencia – Frecuencia y la pendiente será ajustada a las especificaciones del transmisor. Si una unidad de generación no participa en la provisión de control primario de potencia, deberá actuar, aunque no sea capaz de funcionar bajo control primario, desde una frecuencia de red de 50.2 Hz y reducir su entrega de potencia. Esta unidad participará en la reducción de potencia con una pendiente dentro del intervalo de 4 a 8 % Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada en condiciones de baja frecuencia de evolución lenta:  Requerimientos mínimos de Potencia Activa generada generación condiciones de red dentro del rango dinámico de corta duración  **Requisitos para energía renovable:** Las unidades de generación fotovoltaica deben ser capaces de controlar su potencia activa generada desde cualquier punto de trabajo hasta un valor objetivo definido por el operador de red para contrarrestar perturbaciones del sistema. El gradiente de reducción será de al menos el 10% de la capacidad de la conexión por minuto sin que la planta se desconecte. Para sobrefrecuencia, condición superior a 50.2 Hz y hasta 51.5 Hz, las unidades de generación fotovoltaica deben reducir su generación con un gradiente del 40% de la potencia generada instantánea por Hertz como lo indica la Figura hasta que la frecuencia regrese a un valor menor o igual a 50.05 Hz. Recuperadas las condiciones de frecuencia la potencia activa generada puede aumentar hacia su capacidad máxima mientras la frecuencia del sistema no exceda de 50.2 Hz. Este control se realiza de forma descentralizada, en cada generador individual, y requiere una precisión en la medición de la frecuencia superior a 10 mHz. Para frecuencias superiores a 51.5 Hz e inferiores a 47.5 Hz se permite la desconexión de las unidades de generación de la red

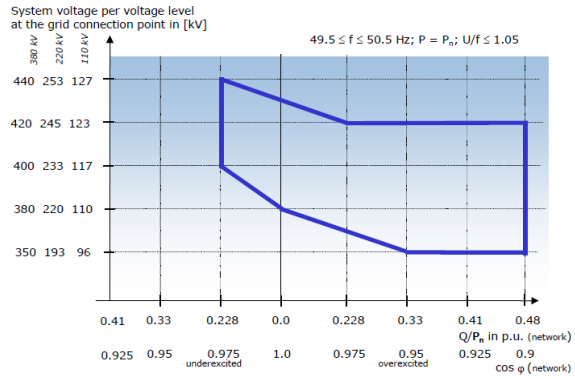
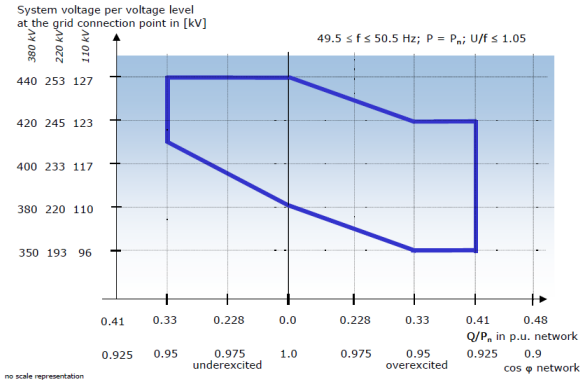
PAÍS	CARACTERÍSTICAS
	 $\Delta P = 20\, P_m \frac{50.2\,Hz - f_{network}}{50\,Hz}$ at 50.2 Hz $< f_{network} <$ 51.5 Hz P_m instantaneously available power ΔP power reduction $f_{network}$ network frequency within the range of 47.5 Hz $< f_{network} \leq$ 50.2 Hz no limitation at $f_{network} \leq$ 47.5 Hz and $f_{network} \geq$ 51.5 Hz disconnection from the grid **Conexión a media tensión:** Valores objetivo acordados más frecuentemente son 100% / 60% / 30% / 0%, y la reducción de la potencia entregada es responsabilidad del operador de la planta y en un minuto como máximo: •Una reducción a un valor objetivo del 10% debe ser posible sin la desconexión automática de la red. •En casos de valores objetivo por debajo del 10% de la potencia activa de conexión la instalación generadora puede desconectarse de la red.  $\Delta P = 20\, P_m \frac{50.2\,Hz - f_{network}}{50\,Hz}$ at 50.2 Hz $< f_{network} <$ 51.5 Hz P_m instantaneously available power ΔP power reduction $f_{network}$ network frequency within the range of 47.5 Hz $< f_{network} \leq$ 50.2 Hz no limitation at $f_{network} \leq$ 47.5 Hz and $f_{network} \geq$ 51.5 Hz disconnection from the grid **Conexión en baja tensión:** En frecuencias entre 50.2 Hz y 51.5 Hz la generación solar fotovoltaica deberá reducir la potencia activa generada desde el momento en que la frecuencia supere los 50.2 Hz con un gradiente del 40% de su valor instantáneo por Hertz como lo indica la Figura 20. La precisión de la medición de frecuencia será ≤ 10 mHz. Para frecuencias de red mayores de 51.5 Hz se desconectará la generación inmediatamente de la red.  $\Delta P = 20\, P_M \frac{50{,}2\,Hz - f_{mains}}{50\,Hz}$ for 50,2 Hz $\leq f_{mains} \leq$ 51,5 Hz
Chile	El controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos: • El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub o sobre frecuencia, hasta el comienzo de la acción. La DO podrá aceptar

PAÍS	CARACTERÍSTICAS
	retardos superiores sólo en caso que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. • En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 por ciento de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50.2 Hz hasta 51.5 Hz. • En caso de baja frecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%. Sólo se creará una reserva positiva de potencia activa, tal como se define en el Artículo 3-5, cuando lo solicite la DO. • La banda muerta será de ±200 [mHz]. • El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.
España	Regulación primaria: Desequilibrio entre generación-demanda: • Menor o igual a 1500 MW, actuación de la regulación primaria antes de 15 s. • Mayor a 1500 MW, el 50% de la regulación primaria deberá actuar antes de 15 s y alcanzar linealmente el 100% antes de 30 s. La regulación primaria deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria utilizada. Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a +/-800 mHz. Tras la actuación de la regulación primaria, ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá +/-180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1%/Hz (reducción del 1% de la demanda por cada 1hz de reducción del valor de la frecuencia). Para el conjunto del sistema europeo interconectado, la reserva mínima de regulación primaria establecida (RPT), debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasi-estacionarios de frecuencias iguales o superiores a 200 mHz. Regulación Secundaria: será determinada por el Operador del sistema para cada periodo de programación del día siguiente. El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. El establecimiento de los niveles de reserva secundaria deberá hacerse según las recomendaciones y criterios de la UCTE. Regulación Terciaria: la reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, más el 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación. La reserva terciaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40% y el 100% de la reserva a subir. Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos: Además de las reservas anteriores de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva adicional de potencia activa, programable, en su caso, mediante el mecanismo de gestión de desvíos.
Estados Unidos	En los Estados Unidos, el requisito de control de potencia activa en la generación fotovoltaica se rige por la regulación local o regional, en la figura se muestra un ejemplo de una curva de parámetros potencia-frecuencia que toma como referencia la frecuencia de la red y ajusta la potencia de salida a la red a medida que varía el valor de la frecuencia.

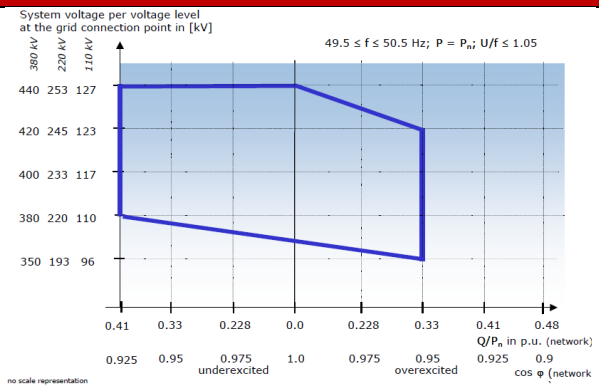
<table>
<tr><th>PAÍS</th><th>CARACTERÍSTICAS</th></tr>
<tr><td></td><td> 
</td></tr>
<tr><td>Francia</td><td>• El valor de potencia mínima, Pmin, debe ser menor del 95% de la potencia máxima, Pmax.
• El punto de operación Pop puede tomar valores entre la potencia mínima y el 97.5% de la potencia máxima.
• Para desviaciones de frecuencia por debajo de 50 Hz la planta de producción tiene que ser capaz de aumentar su potencia activa de tal manera que alcance sucesivamente los niveles Pop + 0.0125 × Pmax dentro de 15 segundos y Pop + 0.025 × Pmax en menos de 30 segundos y de mantener la potencia activa entregada en este último un nivel durante al menos 15 minutos.
• La instalación de producción debe ser capaz, en caso de aumento de la frecuencia por encima de 50 Hz, de reducir la potencia generada de tal manera que alcance sucesivamente los niveles Pop – 0.0125 × Pmax en menos de 15 segundos y Pop - 0.025 × Pmax en menos de 30 segundos.</td></tr>
<tr><td>Italia</td><td>• No reducir la potencia suministrada a la red dentro de límites previstos para transiciones de frecuencia entre 47.5 Hz y 50.3 Hz, excepto por razones relacionadas con la disponibilidad de la fuente primaria.
• Reducir la potencia suministrada a la red en función de la magnitud de la desviación de la frecuencia con referencia a 50.3 Hz, en el rango entre 50.3 Hz y 51.5 Hz, con un estatismo entre el 2% y el 5% y que por regla general se puede establecer un valor igual a 2.4%.
• Recuperadas las condiciones de frecuencia alrededor del valor nominal, el aumento en el nivel producción debe tener lugar de manera gradual.
• La banda muerta del controlador debe ser de un valor que no exceda los 50 mHz.</td></tr>
<tr><td>Japón</td><td>No especificada para PV</td></tr>
<tr><td>México</td><td>Para la conexión a alta tensión:
Soportabilidad de la generación ante estados anormales de frecuencia: Los generadores deben ser capaces de operar durante estados anormales de frecuencia en los umbrales y tiempos determinados en la Tabla.
<table>
<tr><th>Rango de frecuencia (Hz)</th><th>Tiempo de actuación de la protección</th></tr>
<tr><td>>62</td><td>Disparo instantáneo</td></tr>
<tr><td>57.5 ≦ frecuencia ≦ 62</td><td>Operación continua</td></tr>
<tr><td>Frecuencia < 57.5</td><td>Disparo instantáneo</td></tr>
</table>
Para la conexión a media tensión:
Las transiciones para aumentar o disminuir la generación de potencia activa deben realizarse de manera suave y controlada. Por lo tanto, la generación solar ejecutará acciones de transición entre estados operativos a rampas ajustable entre el 1% y el 5% de su capacidad nominal por minuto. El valor de la rampa será definido en los estudios de factibilidad.</td></tr>
</table>

PAÍS	CARACTERÍSTICAS
	<table><tr><th>Capacidad de la Generación</th><th>Rango de frecuencia (Hz)</th><th>Tiempo de operación(s)</th></tr><tr><td rowspan="2">≤ 30 kW</td><td>> 60.5</td><td>0.16</td></tr><tr><td>< 59.3</td><td>0.16</td></tr></table>
China	No especificada para PV
Costa Rica	Todas las unidades generadoras existentes y futuras, con potencias superiores a 1 MW, deberán contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos del SEN que establezca el Operador del Sistema.
Unión Europea	No especificada para PV

7.3. CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/TENSIÓN

PAÍS	CARACTERÍSTICA
Colombia	La generación o absorción de potencia reactiva de las plantas de generación estará condicionada a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad. • No se requerirá el control de tensión para la generación a pequeña (P ≤ 1 MW). • No se requerirá el control de tensión para la generación a mediana escala (1 MW< P ≤ 10 MW). Su punto de operación deberá coordinarse con el operador del sistema. • El control de tensión para la generación a gran escala (P >10MW) será automático y deberá coordinarse con el operador del sistema.
Alemania	**Opciones de rango de operación para la energía reactiva en alta tensión**  

PAÍS	CARACTERÍSTICA



Para energía renovables:

El punto de trabajo para el intercambio de energía reactiva en estado estacionario se determinará de acuerdo con la necesidad de la red. La determinación se referirá a una de las tres posibilidades siguientes:

- Factor de potencia (cos ϕ).
- Valor de potencia reactiva (Q en Mvar).
- Valor de tensión (U en kV), cuando sea necesario con banda de tolerancia.

La determinación puede hacerse mediante:

- Un acuerdo sobre un valor o, si es posible, según un esquema o programa.
- Una característica dependiente del punto de trabajo de la central.
- Especificación de valores objetivo en línea.

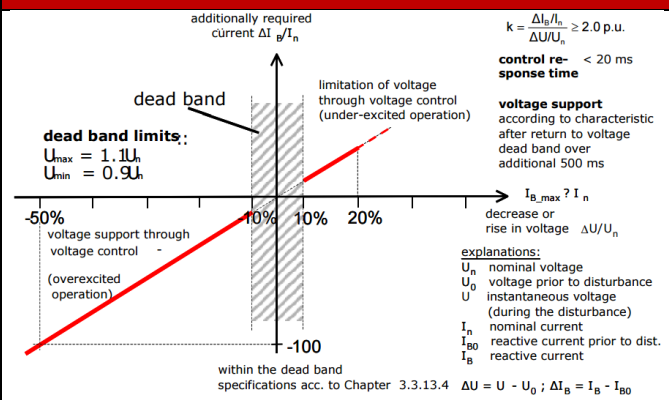
Tensión	Condición adicional	Acción	Tiempo de actuación
V punto de conexión ≤85% (380/220/110 kV)	Se está absorbiendo reactivos	desconectarse de la red	retardo de tiempo de 0.5 segundos
V Lado de baja de los transf. de cada unidad ≤ 80%		Desconexión por pasos 25% 50% 75% 100%	Valores ajustables 1.5s 1.8s 2.1s 2.4s
V Lado de baja de los transf. de cada unidad ≥ 120%		desconectarse de la red	retardo de 100 ms

Después de la desconexión de la instalación generadora de la red al exceder condiciones de frecuencia o tensión, la sincronización automática sólo está permitida si se han recuperado las condiciones en el punto de conexión, y el gradiente de toma de carga no debe superar el 10% de la capacidad de la unidad por minuto.

Las instalaciones de generación deben soportar la tensión de la red durante una caída de tensión por fuera de los límites operativos a través de la entrega de potencia reactiva adicional.

Con este fin, el control de tensión suplementario se hará de acuerdo con el contenido de la Figura, y se activará en el caso de una caída de tensión superior al 10% del valor nominal de la tensión del generador. Este control de tensión debe asegurar el suministro de una corriente reactiva en el lado de baja tensión del transformador del generador con una contribución de, al menos, el 2% de la corriente nominal por cada 1% de la caída de tensión. La instalación debe ser capaz de alimentar la corriente reactiva requerida y el tiempo de respuesta del control debe ser menor de 20 ms. Para caídas de la tensión hasta del 50% se llegará a suministrar una corriente reactiva hasta del orden del 100% de la corriente nominal.”

PAÍS	CARACTERÍSTICA



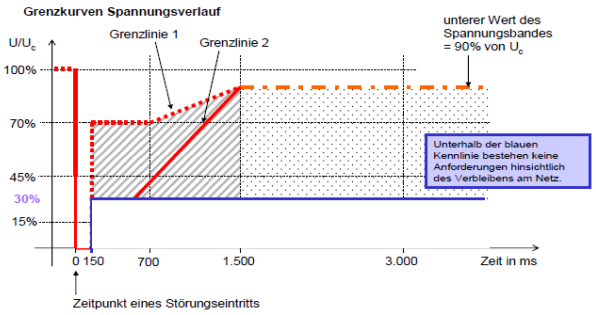
Para conexiones a media tensión:

En condiciones de operación normal entregando potencia activa a la red la unidad de generación debe operar su potencia reactiva Q en una franja de factor de potencia entre 0.95 de generación y 0.95 de absorción.

En el lado de conexión del transformador a la red, el operador de red puede especificar un valor objetivo fijo de potencia reactiva o un valor variable ajustable remotamente con tecnologías de control. El aporte de potencia reactiva para el control de tensión según los valores solicitados se puede realizar eligiendo uno de los siguientes esquemas:

- Con base en la característica potencia reactiva/tensión, Q = f(V), V= Tensión objetivo, con ajuste esperado entre 10 s y 60 s.
- Potencia reactiva fija en MVAr.
- Factor de potencia fijo (cos ϕ fijo)
- Factor de potencia variable con relación a la potencia activa generada, cos ϕ vs P, con ajuste esperado en 10 s.

Las unidades de generación no deben desconectarse de la red en el evento en que la tensión caiga a 0% en un periodo de duración menor a 150 ms. Por debajo de la línea azul mostrada en la Figura 19 la Guía no establece requisitos para las plantas generadoras ni para el resto de la red. Este es el contenido del recuadro azul.

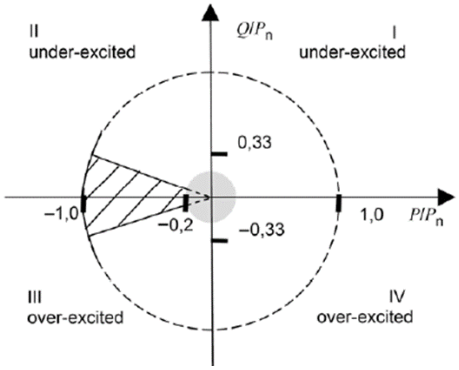
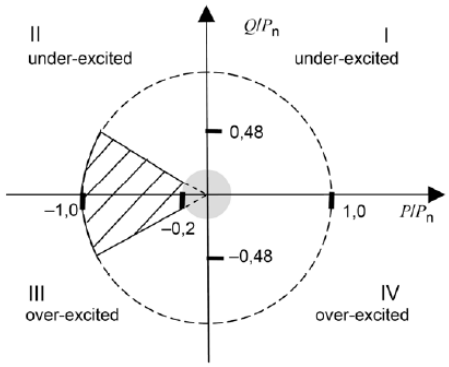


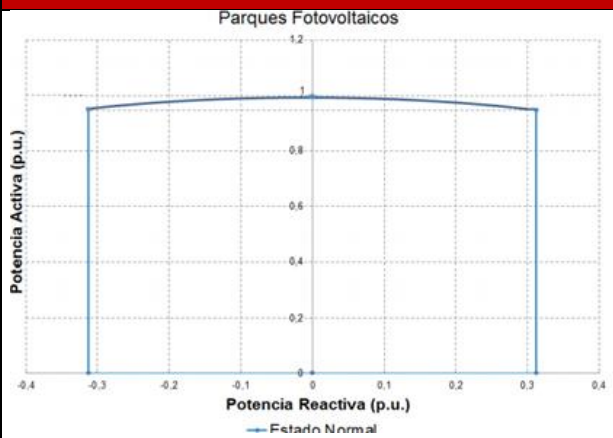
Para conexiones en baja tensión:

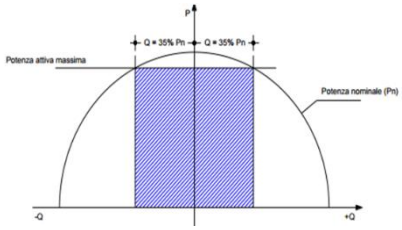
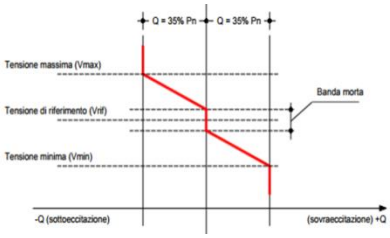
Los generadores conectados en baja tensión también deben contribuir a la estabilidad de la tensión de estado estacionario en la red pero no serán requeridos para soporte dinámico en caso de caídas de tensión en los niveles de tensión superiores.

En estado estacionario la banda de tolerancia de la tensión es de ± 10% alrededor de la nominal y para generación de potencia activa en valores mayores del 20% de la nominal aportarán potencia reactiva en de acuerdo con unas franjas de factor de potencia.

Curva característica de capacidad para sistemas entre 3.68 kVA y 13.8 kVA:

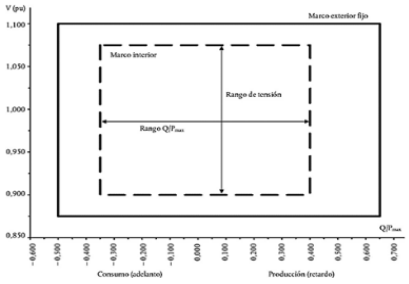
PAÍS	CARACTERÍSTICA
	 Curva característica de capacidad para sistemas mayores de 13.8 kVA: 
Argentina	• En forma permanente, el generador debe proveer potencia reactiva en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva. • En forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos con intervalos de cuarenta (40) minutos. • El generador mantendrá la tensión en barras solicitada por el Organismo del Despacho hasta agotar sus recursos.
Chile	Para parques fotovoltaicos, zona de operación entregando y absorbiendo reactivos: • Potencias activa y potencia reactiva nula. • Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula. • Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0.95. • Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal precedente. Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:

PAÍS	CARACTERÍSTICA
	
España	• En condiciones normales de operación la tensión en el nivel de 400 kV en los puntos de frontera estará comprendida entre 390 kV y 420 kV. En el nivel de 220 kV la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV. • Eventualmente podrán presentarse valores máximos de hasta 435 kV y mínimos de hasta 375 kV en el nivel de 400kV. En el nivel de 220 kV, las tensiones podrán bajar, eventualmente, hasta 200 kV. • Cualquier instalación directamente conectada a la red de transporte debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores señalados.
Estados Unidos	los rangos de operación en tensión son: • Vn ≦ 69 kV con variaciones de ± 5.0%. • 69 kV < Vn ≦ 161 kV con variaciones de ± 2.5%. • Vn > 161 kV con variaciones de ± 2.5%. La curva de capacidad de generadores grandes considera factores de potencia ajustables con rango de potencia reactiva dinámico sujeto a las exigencias establecidas por el Operador de la Red. Los inversores fotovoltaicos para conexión a redes de distribución están diseñados para funcionar a factor de potencia unitario cuando generan a la potencia nominal. En general para mantener un rango de factor de potencia de hasta ± 0.95 se recurre a estrategias como despachar una fracción por debajo de la potencia nominal según la curva de capacidad, fracción usada adicionalmente como reserva rodante y liberar capacidad de generar potencia reactiva.
Francia	a) Cuando se tiene el suministro de Pmax, la instalación de generación debe ser capaz de operar bajo las siguientes condiciones: • Cuando U (Tensión en el punto de entrega) es igual a Udim (tensión nominal), la potencia reactiva del sistema debe ser capaz de tomar cualquier valor en el intervalo [- 0.35 × Pmax, Pmax × 0.32 +]; • Cuando U es igual a 0.9 × Udim, la instalación debe ser capaz de proporcionar una potencia reactiva igual a 0.3 × P máx.; • Para U-valor de entre 0.9 × Udim y 1.1 × Udim, y dentro del intervalo normal, la instalación de producción debe ser capaz de modular su producción y consumo de potencia reactiva dentro del rango de funcionamiento mínimo definido en la documentación técnica de referencia de la electricidad pública del gestor de red de transmisión en forma de un diagrama [U, Q]. b) Independientemente de la potencia activa suministrada, la instalación debe ser capaz de operar bajo las siguientes condiciones: • Cuando U es igual a Udim, la potencia reactiva de la instalación debe ser capaz de tomar cualquier valor en el rango [- 0.28 × Pmax, Pmax × 0.30 +]; • Cuando U es igual a 0.9 × Udim, la instalación debe ser capaz de proporcionar una potencia reactiva igual a 0.3 × P máx.; • Para U-valor de entre 0.9 × Udim y 1.1 × Udim, y dentro de la gama normal de variación de la tensión mencionada anteriormente, la instalación de producción debe ser capaz de modular

PAÍS	CARACTERÍSTICA
	su producción y consumo de potencia reactiva dentro del rango de funcionamiento mínimo definido en la documentación técnica de referencia de la transmisión del gestor de la red pública como un diagrama [U, Q].
Italia	Rangos de operación de tensión: En condición de carga y operando en paralelo con la red de alta tensión, la central solar deberá mantener en el punto de conexión unos valores de tensión comprendidos entre 85% Vn ≤ V ≤ 115% Vn. Control de potencia Reactiva: El sistema de control central debe estar preparado de tal modo que la potencia reactiva intercambiada por la planta se module por medio de una señalización de ajuste a distancia enviada desde un centro remoto (lógica centralizada). La capacidad máxima de entrega o absorción de potencia reactiva por la central solar siempre será igual al 35% de la potencia nominal de los convertidores del sistema fotovoltaica en el lado de corriente alterna. La central solar debe ser capaz de variar continuamente la potencia reactiva dentro de la franja de color azul de la siguiente Figura, en función de las necesidades de la red.   El dispensador o absorción de potencia reactiva se deben hacer de acuerdo con la curva característica Q = f (V). La curva característica se define por los siguientes parámetros: • La tensión de referencia (Vref) es ajustable al menos entre el 90% y el 110% de la tensión nominal • La tensión máxima (Vmax) es ajustable al menos entre 100% y 110% de la Vref • La tensión mínima (Vmin) es ajustable al menos entre 90% y 100% de la Vref • La banda muerta es ajustable desde 0 (cero) al menos ± 2% de Vref • La potencia reactiva máxima, en el lado de AC de los inversores, ±Q es igual al 35% de la potencia nominal.
Japón	El esquema de control autónomo requerido para la interconexión BTJ es el siguiente: • Supervisión de la tensión en el punto de conexión a la red. • Si la tensión supera el valor regulado y el inversor del sistema PV está equipado con la función de control de potencia reactiva, el inversor debe realizar un control de potencia reactiva moviéndose en un rango de factor de potencia entre 0.85 y 1 en adelanto. • Si la tensiónno puede estar dentro del valor regulado por el control de potencia reactiva, o dicho control de potencia no está equipado, el inversor debe realizar un control de potencia activa hasta que la tensión se convierta en el valor regulado. El procedimiento de control autónomo requerido para la interconexión ATJ es básicamente el mismo que la interconexión BTJ, excepto por los siguientes elementos: • El valor de tensión regulado será determinado mediante un convenio entre el propietario del generador fotovoltaico y el Operador de Red. • El control de potencia reactiva se realiza tanto por control de factor de potencia como por control de condensador estático (SC).
México	Para conexiones a alta tensión: En relación con la generación solar el rango será de ± 5% de la tensión nominal y hasta un ± 10% en condiciones de emergencia.

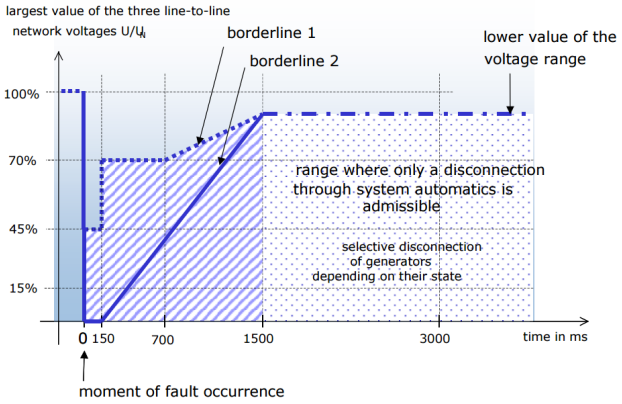
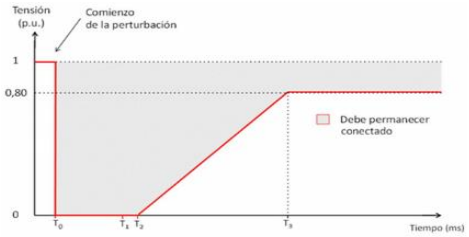
<table>
<tr><th>PAÍS</th><th>CARACTERÍSTICA</th></tr>
<tr><td></td><td>Potencia Reactiva: Los generadores deben tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del Suministrador. Por lo tanto, deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto. Para el caso de las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión

Para conexiones a baja tensión:
Los generadores deberán ser capaces de operar y mantenerse conectados al sistema ante fluctuaciones de tensión que no excedan de un rango de +5 % a -10% de la tensión nominal</td></tr>
<tr><td>China</td><td>En china no hay requerimientos con respecto al ajuste de potencia reactiva para plantas solares pequeñas, pero sí los hay para las centrales medianas y grandes. El suministro de potencia reactiva de las centrales fotovoltaicas incluye un inversor de interconexión fotovoltaico y un equipo de compensación de potencia reactiva de la planta fotovoltaica. El inversor de interconexión deberá hacer que el factor de potencia bajo la potencia activa nominal sea dinámicamente ajustable dentro del rango de 0.95 en adelanto – 0.95 en retraso.</td></tr>
<tr><td>Costa Rica</td><td>No especificada para PV</td></tr>
<tr><td>Unión Europea</td><td>En cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:
a) El gestor de red involucrado, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva según la variación de tensión. A tal fin, deberá especificar un perfil U-Q/Pmax que podrá asumir cualquier forma dentro de los límites en los que el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima.
b) El perfil U-Q/Pmax deberá ser especificado por cada gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, de conformidad con los principios siguientes:
• El perfil U-Q/Pmax no deberá quedar fuera del marco del diagrama U-Q/Pmax, representado por el marco interior definido.
• Las dimensiones del marco del diagrama U-Q/Pmax (rango Q/Pmax y rango de tensión) deberán estar dentro del rango especificado para cada zona síncrona especificada.
• La posición del marco del diagrama U-Q/Pmax deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo especificado.
• El perfil U-Q/Pmax especificado podrá asumir cualquier forma, considerando los posibles costos de la capacidad de generar potencia reactiva a tensiones altas y de consumir potencia reactiva a tensiones bajas

<table>
<tr><th>Zona síncrona</th><th>Rango máximo de Q/P_{max}</th><th>Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)</th></tr>
<tr><td>Europa continental</td><td>0,75</td><td>0,225</td></tr>
<tr><td>Países Nórdicos</td><td>0,95</td><td>0,150</td></tr>
<tr><td>Gran Bretaña</td><td>0,66</td><td>0,225</td></tr>
<tr><td>Irlanda e Irlanda del Norte</td><td>0,66</td><td>0,218</td></tr>
<tr><td>Estados Bálticos</td><td>0,80</td><td>0,220</td></tr>
</table>
El diagrama representa los límites de un perfil U-Q/Pmax según la tensión en el punto de conexión, expresada por la relación entre el valor real de tensión y el valor de referencia 1 p.u., en función de la relación entre la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima (Pmax). La posición, el tamaño y la forma del marco interior son indicativos.</td></tr>
</table>

7.4. TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA FRT

VARIABLE	TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA (FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY)
Colombia	Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
Alemania	Para plantas conectadas a las redes de transmisión, y que sean con fuentes renovables, se debe cumplir: Ante cortocircuitos trifásicos o caídas de tensión simétricas debidas a perturbaciones no habrá lugar a inestabilidad o desconexión de la planta por encima de la línea límite 1 de la Figura. En el área sombreada y por encima del límite 2 de la Figura, cumpliéndose otros criterios adicionales. 
Argentina	El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 mseg, para una caída de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.
Chile	La tensión de operación en falla en el sistema eléctrico chileno, en relación con las caídas de tensión, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos. En esta condición, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo que asegure que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona sombreada de la Figura 29 (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.  Para el sistema de media tensión Ante un evento de falla, las tensiones entre fases deberán estar por debajo de los rangos establecidos en la Tabla 6. En el caso de que una de estas medidas alcance el límite de uno de los rangos indicados, el PMGD deberá separarse de la red de media tensión del SD, en el tiempo de espeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la red de media tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno

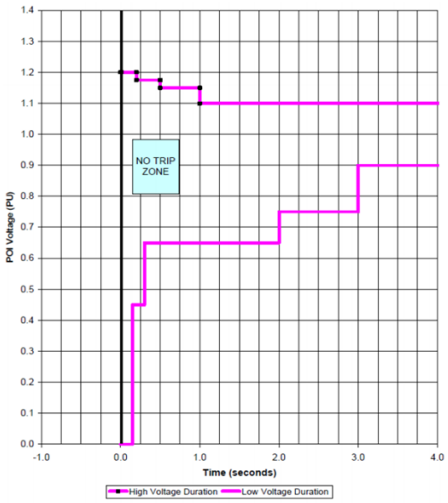
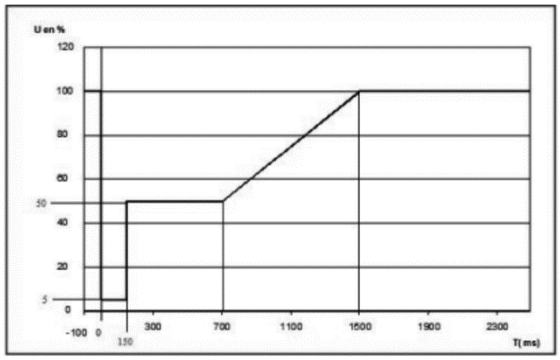
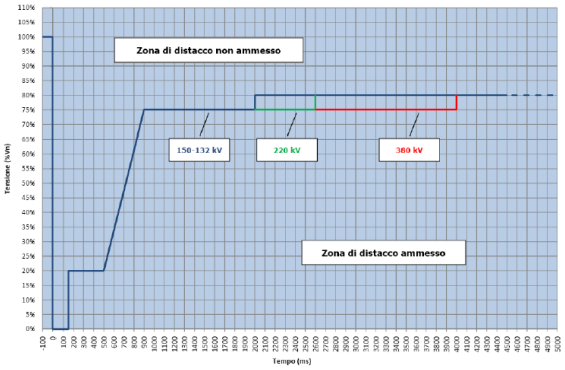
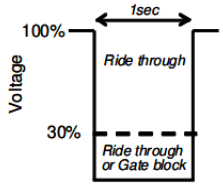
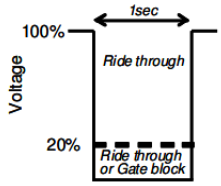
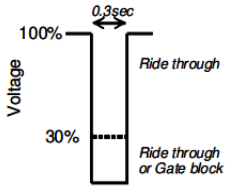
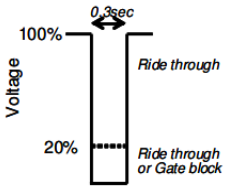
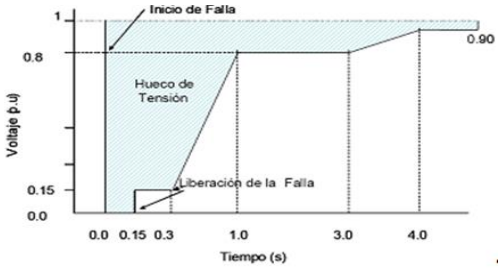
<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA (FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY)</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>Rango de tensión [% de Vn]</th><th>Tiempo de despeje [segundos]</th></tr>
<tr><td>V < 50</td><td>0,16</td></tr>
<tr><td>50≤ V ≤ 90</td><td>2,00</td></tr>
<tr><td>110< V < 120</td><td>1,00</td></tr>
<tr><td>V ≥ 120</td><td>0,16</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>España</td><td>No especificada para PV</td></tr>
<tr><td>Estados Unidos</td><td>Este requisito se aplica a menudo a las plantas fotovoltaicas conectadas a la transmisión, aunque en la norma se especifica que sólo se aplica a las plantas eólicas. El requisito de LVRT de FERC exige que un generador resista una tensión cero en el punto de conexión (típicamente el lado primario del transformador de la estación) durante un tiempo de hasta 0.15 segundos (9 ciclos) y el período de recuperación restante de la tensión. El requisito de la FERC no es específico acerca de la necesidad de desconectarse de la red durante el período de recuperación de la tensión.
Además, si se aprueba la norma PRC-024-1 de NERC, donde se propone la tolerancia de tensión para todos los generadores, el estándar de NERC de tensiónde operación en falla (VRT, en inglés) tendrá que ajustar las diferencias con la Orden 661A de la FERC y otros estándares regionales de LVRT que puedan existir. La figura muestra la curva VRT contenida en el requerimiento NERC PRC-024-1 propuesto.
 

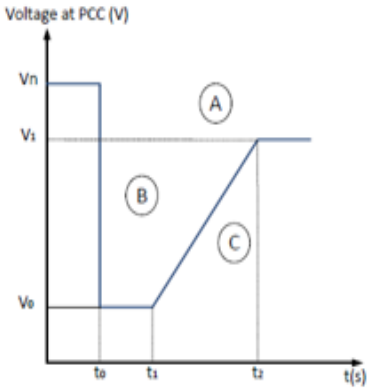
Figura 4. Curva VRT propuesta en la NERC PRC-024-1.</td></tr>
<tr><td>Francia</td><td>Para media y baja tensión se tiene:
Toda planta de generación cuya potencia máxima, Pmax, sea mayor o igual a 5 MW debe permanecer en funcionamiento durante una caída de tensión en el punto de conexión y con recuperación de condiciones operativas como lo indica la Figura.
• Duración de la falla y despeje en menos de 150 ms.
• Recuperación inmediata a por lo menos el 50% de la tensión.
• Recuperación de condiciones nominales alrededor de 1.5 s de presentada la caída de tensión.</td></tr>
</table>

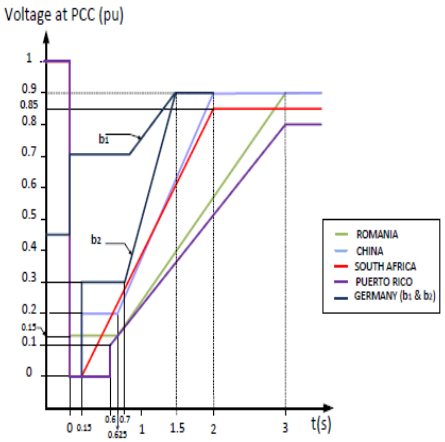
VARIABLE	TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA (FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY)
	
Italia	La generación debe ser capaz de permanecer conectada a la red frente a cualquier tipo de falla, monofásica o polifásica, a tierra o aislada de tierra, con evolución de la tensión en el punto de conexión y con los tiempos indicados en la Figura.  • Ante evolución de la tensión en el punto de conexión sobre la línea azul no se permite desconexión de la generación solar. • El tiempo de falla debe ser menor de 150 ms. • La recuperación de la tensión después de despejada la falla debe ser a una tensión mayor del 20% de la tensión nominal. • Después de 900 ms la tensión debe haberse recuperado por lo menos hasta el 75% de la tensión nominal. • Para evolución de la tensión en el punto de conexión por debajo de la línea azul es posible la desconexión de la generación solar.

<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA (FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY)</th></tr>
<tr><td>Japón</td><td>
<table>
<tr><th></th><th>Single phase inverter</th><th>3 phase inverter</th></tr>
<tr><td>LV duration capability</td><td>[Tentative] until Mar.2017
 

[Final] after Apr.2017
 
</td><td>[Tentative] until Mar.2017
 

[Final] after Apr.2017
 
</td></tr>
<tr><td>Response time to return to 80% of rated voltage</td><td>[Tentative] until Mar.2017
<u>within 0.5 sec</u>
[Final] after Apr.2017
<u>within 0.1 sec</u></td><td><u>within 1 sec</u></td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>México</td><td>La Fuente de Energía, se ésta eólica o solar, deberá tener la capacidad de permanecer conectada al Sistema sin perder estabilidad, ante fallas transitorias externas a la Fuente de Energía durante el tiempo máximo de despeje de la falla; soportando la caída de la tensión ocasionada por la misma (hueco de tensión), y durante este periodo la Fuente deberá aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior al despeje de la falla transitoria, la planta deberá aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previo a la falla.
<table>
<tr><th rowspan="3">Fallas Transitorias Tipo de Falla</th><th colspan="3">Tiempo máximo de duración de Falla (milisegundos)</th></tr>
<tr><th colspan="3">Nivel de Tensión kV</th></tr>
<tr><th>69 -161 kV</th><th>230 kV</th><th>400 kV</th></tr>
<tr><td>Falla Trifásica a tierra</td><td>150</td><td>100</td><td>80</td></tr>
<tr><td>Bifásica con o sin conexión a tierra</td><td>150</td><td>100</td><td>80</td></tr>
<tr><td>Monofásica a tierra</td><td>150</td><td>100</td><td>80</td></tr>
</table>
Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo del inicio de la falla, con la participación de todos los elementos conectados al Sistema, ante esta perturbación la planta de generación no deberá dispararse.
En la figura se muestra el hueco de tensión, que incluye efectos de fallas en el Punto de Interconexión y puntos externos, y que debe soportar la planta o grupo de plantas en las tensiones de 69 a 400 kV sin desconectarse de la red eléctrica.
 
</td></tr>
<tr><td>China</td><td>. Cuando ocurre una falla, la tensión podrá caer a 0 y por lo tanto el código de red establecido por la NEA estipula que la central de generación tiene que soportar una caída de tensión del 100%, en este caso el tiempo que la misma tiene que permanecer conectada es 0.15 segundos.</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>TENSIÓN DE OPERACIÓN EN FALLA (FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY)</th></tr>
<tr><td></td><td>Después de que la falla es despejada, la tensión retorna a un valor seguro (V1) para un tiempo dado (t2). En el caso de China, después de 0.15 segundos la tensión crece a 20% del valor nominal.
Las tensioness límite y los tiempos se resumen en la Tabla 46. Los requerimientos para la operación baja tensión en falla son 0.625 segundos bajo una tensión de 0.2 p.u., como se ilustra en la Figura 74.
<table>
<tr><th colspan="2">Durante Falla</th><th colspan="2">Después de Falla</th></tr>
<tr><td>V0 (p.u)</td><td>t1(s)</td><td>V1 (p.u)</td><td>t2(s)</td></tr>
<tr><td>0</td><td>0,15</td><td>0,9</td><td>2</td></tr>
</table>



</td></tr>
<tr><td>Costa Rica</td><td>La siguiente tabla muestra los valores de la magnitud y duración no tolerables, según estándares internacionales, de las variaciones de tensión de corta duración (transitorias).
<table>
<tr><th>Categoría</th><th>Valores no tolerables</th></tr>
<tr><td>Impulso</td><td>Impulsos con magnitud mayor al 200 % del voltaje nominal, Vn.</td></tr>
<tr><td>Picos de tensión</td><td>Picos mayores a 115% del voltaje nominal Vn de cualquier duración</td></tr>
<tr><td>Huecos de tensión</td><td>Huecos entre 0 y 50% del voltaje nominal Vn con de cualquier duración.
Huecos entre 50% y 70% del voltaje nominal Vn con una duración mayor a 12 ciclos (0.2 seg.).
Huecos entre 70% y 80% del voltaje nominal Vn con una duración superior a 30 ciclos (0.5 seg.)</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Unión Europea</td><td>No especificada para PV</td></tr>
</table>

7.5. PROTECCIONES

<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>PROTECCIONES</th></tr>
<tr><td>Colombia</td><td>Según la recomendación dada, los requerimientos técnicos descritos en el Numeral 8 aplicables para las protecciones de Generación a gran escala (P > 10 MW) se resumen a continuación:
<table>
<tr><th colspan="3">REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES A GRAN ESCALA (P > 10 MW) AL STN</th></tr>
<tr><th>Numeral</th><th>Requisitos, Equipo o función</th><th>Descripción</th></tr>
<tr><td>8.1.1</td><td>Equipo de Interrupción</td><td>Para la máxima corriente de corto</td></tr>
<tr><td rowspan="6">8.1.2</td><td>Equipo de protección</td><td>Para proteger la red</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ajuste de protecciones</td><td>< 80 ms en 500 kV.</td></tr>
<tr><td>< 100 ms en 220 kV</td></tr>
<tr><td>Protección de respaldo</td><td>< 300 ms</td></tr>
<tr><td>Protección de falla de interruptor</td><td>> 200 kV ordena el disparo entre 100 ms y 500 ms</td></tr>
<tr><td>Protección de Alta y baja frecuencia</td><td>Con los límites especificados en el código de operación</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

VARIABLE	PROTECCIONES

8.1.4	Equipo de telecomunicaciones	Teleprotección, Sistemas de comunicación
8.1.5	Equipo registrador de fallas	Que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión
8.1.6	Equipo de supervisión y control	El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo
8.2.1	Puesta a tierra del neutro	Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra
8.2.2	Relés de frecuencia	Las unidades de generación se deben proveer con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el Código de Operación
8.2.3	Ajuste de relés	El ajuste de los relés será coordinado (tanto en el momento de la conexión como en el futuro) con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla.

De los requerimientos dados en las secciones anteriores se despliegan algunas de las siguientes funciones de protecciones que son requeridas:

- Funciones de disparo por sobre y baja tensión.
- Funciones de disparo por sobre y baja frecuencia.
- Función de retardo para la reconexión.
- Función para evitar la formación de isla indeseada, que permita la desconexión en un tiempo máximo de 2 segundos.

PARA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA P ≤ 1MW Y MEDIANA A ESCALA 1 MW< P ≤ 10 MW

Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección anti-isla.

Se permite la generación en isla si la Unidad Generadora garantiza la calidad del suministro y la seguridad del sistema, operación que debe ser coordinada con el operador de red.

Adicionalmente, se pueden solicitar las siguientes funciones de protecciones típicas, dependiendo del tamaño del recurso distribuido y del número de fases acordadas con el operador del sistema para las funciones a incluir en la generación a pequeña y mediana escala.

Función y número de dispositivo estándar IEEE	Descripción
Verificación de sincronismo (25)	Un relé de control de sincronización permite el paralelismo de dos circuitos que están dentro de los límites prescritos de magnitud de tensión, ángulo de fase y frecuencia.
Sobre/baja tensión (59/ 27)	Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada excede un valor predeterminado (59).
Corriente de secuencia de fase negativa (46)	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de corriente polifásica en la secuencia de fase deseada, cuando la corriente de secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido
tensión de secuencia de fase negativa (47)	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de tensión polifásico en la secuencia de fase deseada, cuando la tensión en secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido.
Sobre/baja tensión neutro (59G/ 27G)	Un dispositivo, instalado para detectar específicamente la tensión en el neutro de una fase trifásica que actúa cuando su tensión de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que funciona cuando su tensión de entrada excede un valor predeterminado (59)
Direccional de sobrecorriente (67)	Un dispositivo que funciona a un valor deseado de sobrecorriente de corriente alterna que fluye en una dirección predeterminada
Instantáneo de sobrecorriente de fase (50)	Un dispositivo que funciona sin retardo de tiempo intencional o coordinado cuando la corriente excede un valor preestablecido.

<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>PROTECCIONES</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><td>Sobrecorriente de neutro (50/51N)</td><td>Un dispositivo que funciona con un retardo de tiempo coordinado cuando la corriente excede un valor predeterminado</td></tr>
<tr><td>Sobrecorriente de fase (51)</td><td>Un dispositivo que funciona cuando la corriente de entrada CA excede un valor predeterminado y en el que la corriente de entrada y el tiempo de funcionamiento están relacionados inversamente a través de una porción sustancial del rango de rendimiento</td></tr>
<tr><td>Baja corriente o baja potencia (37)</td><td>Un dispositivo que funciona cuando la corriente o el flujo de potencia disminuyen por debajo de un valor predeterminado.</td></tr>
<tr><td>Tensión - sobrecorriente restringida (51V)</td><td>Un relé de sobrecorriente que cambia su sensibilidad en función de los distintos niveles de tensión.</td></tr>
<tr><td>Sobre/baja frecuencia (81 U/O)</td><td>Un dispositivo que responde a la frecuencia de una cantidad eléctrica y funciona cuando la frecuencia excede o es menor que un valor predeterminado</td></tr>
<tr><td>Transformador diferencial (87T)</td><td>Dispositivo que funciona con un porcentaje, o un ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos o más corrientes u otras magnitudes eléctricas.</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Alemania</td><td>
Para conexión a la red de transmisión:
• Cortocircuito
• Desbalance de carga
• Sobrecarga del estator y del rotor
• Sobreexcitación / subexcitación
• Sobretensión / Baja tensión
• Desbalance y balance de tensión
• Oscilaciones de red
• Sobre frecuencia y baja frecuencia
• Operación asíncrona
• Potencia inversa
• Falla en esquemas de protección
• Protecciones de respaldo
• Esquema de protección de etapa final

Para plantas renovables conectadas a alta tensión:
• Baja Frecuencia
• Sobrefrecuencia
• Baja Tensión
• Sobretensión
• Detección de Aislamiento

Para conexiones a media tensión:
El generador es responsable de la protección fiable de sus instalaciones contra eventos como cortocircuitos, fallas, sobrecargas, descargas atmosféricas, etc., y con este fin debe instalar un conjunto adecuado de protecciones.
Los valores de ajuste para dispositivos de protección dados en la Guía son valores de referencia.
Para las unidades generadoras, se requieren los siguientes equipos de protección:
• Protección contra sobre tensión V >>
• Protección de baja tensión V <y V <
• Protección de sobre frecuencia f>
• Protección de baja frecuencia f <

Para conexiones a baja tensión:
</td></tr>
</table>

VARIABLE	PROTECCIONES
	El propósito de los sistemas de protección consiste en desconectar el sistema de generación de la red en caso de que se presenten valores de tensión y frecuencia inadmisibles por lo cual se deben aplicar las siguientes funciones: • Protección de baja de tensión V < • Protección de sobretensión V> • Protección de sobretensión V>> • Protección de baja frecuencia f < • Protección de sobre frecuencia f> • Detección de operación en isla Los dispositivos de protección de tensión deberán monitorear cada fase. Para los sistemas de generación de energía de hasta 30 kVA se medirá las tensiones fase - fase y fase - neutro. Los dispositivos de protección de tensión para sistemas de generación de energía de más de 30 kVA se construirán como equipos trifásicos. Para ello se medirán las tres tensiones entre las fases y fase-neutro por lo que el registro de 2 × 3 es necesario para conseguir este propósito.
Argentina	Las protecciones involucradas en el estudio serán las que pueden afectar el comportamiento del sistema eléctrico, y como mínimo incluirán las siguientes: • Baja frecuencia, con todos los escalonamientos existentes • Sobrefrecuencia • Secuencia inversa • Sobrecorriente de respaldo • Pérdida de excitación • Protección de pérdida de sincronismo (sí el generador contase con la misma).
Chile	La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación: a) El Tiempo de Despeje de Falla (TDF) para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación de la DO, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en Artículo 5-45, en que se estable que: Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad (Artículo 5-37 y Artículo 5-38), los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo: • Inferior a 6 ciclos (120 ms), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST. • Inferior a 20 ciclos (400 ms), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 kV. • Inferior a 6 ciclos (120 ms), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 kV. • El tiempo máximo de despeje de fallas indicado anteriormente es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal. • Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 ms). No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, la DO podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del ST con nivel de tensión inferior a 200 [kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales. b) Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST. c) Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.

VARIABLE	PROTECCIONES
	d) Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-9. e) Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo. f) Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos. Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD): Tensión entre 1kV y 60kV y capacidad máxima de generación entre 100kW y menor o igual a 9.000kW Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas (Protección RI) que un PMGD debe implementar en el Interruptor de Acoplamiento son las siguientes, según el Artículo 4-20: • Baja tensión (Nema 27). • Sobretensión (Nema 59). • Baja frecuencia (Nema 81U). • Sobrefrecencia (Nema 81O). • Anti isla eléctrica. Adicionalmente, la Instalación de Conexión deberá contar con las siguientes funciones de protecciones: • Sobrecorriente de Fase (Nema 50 /51). • Sobrecorriente Residual (Nema 50 N/51N). • Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N)
España	El sistema de protecciones deberá cumplir el Real Decreto 661/2007 (M. D. I. Y. Comercio, 2007), y los procedimientos de operación correspondientes al sistema eléctrico español, así como, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008 . Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente: • Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. • Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red. • Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra. • Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo. • Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 s y de mínima 3 s respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1.15 Un y 0.85 Un), donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz. • Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

VARIABLE	PROTECCIONES
	Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores. Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección. En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.
Estados Unidos	Durante el estudio de factibilidad se evalúan diferentes opciones para la configuración de la subestación y el punto de conexión para la instalación del generador fotovoltaico. Algunas configuraciones requieren la instalación de un interruptor de sincronización para generadores, otras usan subestaciones de paso conectadas a la red de transmisión pero toda configuración resultante debe proveer protección para el transformador y las facilidades para la desconexión y reconexión del generador. Para la conexión de plantas menores: La conexión requiere un interruptor fácilmente accesible y bloqueable entre la red eléctrica y la unidad de generación. Después de una perturbación en el sistema eléctrico de potencia no se realizará ninguna reconexión del generador distribuido hasta que la tensión de la red esté dentro del rango B de la Norma ANSI C84.1-1995 y en el rango de frecuencia de 59.3 Hz a 60.5 Hz.
Francia	• La instalación de generación debe estar conectada a tierra. • El neutro de la red de Baja Tensión no debe estar conectado a tierra en las instalaciones de generación. • Toda instalación de generación deben contar con interruptor de desconexión automática ante fallas en la generación o en la red. • La conexión de la instalación de generación no debe conducir, en situación de falla, corrientes de cortocircuito más allá del límite que el equipo de MT o BT de la red pueda soportar. • Las protecciones del generador deben estar coordinadas con los dispositivos de protección de la red y satisfacer la capacidad de la planta de generación de seguir operando en el caso de alcanzar valores extremos de frecuencia y tensión. • Sin embargo, el ajuste de los factores desencadenantes de la función de protección se puede adaptar a la solicitud del operador de la red en caso de posibilidades de reconexión automática.
Italia	Protecciones en el lado de alta tensión (AT) de la red que se deben incluir con sus ajustes y temporizaciones: • Dos umbrales para sobretensión (59) • Un umbral para baja tensión (27) • Dos umbrales para tensión homopolar (59N) • Dos umbrales para sobrefrecuencia (81>) • Dos umbrales para baja frecuencia (81<) Protecciones adicionales de la planta fotovoltaica para ser instaladas en la placa del inversor de CA: • Dos umbrales para sobretensión (59) • Un umbral para baja tensión (27) • Dos umbrales para tensión homopolar (59N) • Dos umbrales para sobrefrecuencia (81>) Adicionalmente, se detalla un esquema típico de conexión a la red de una planta solar para dar claridad a la conexión de las protecciones indicadas.
Japón	En Japón la regulación propone 2 esquemas de protecciones de conexión a la red.

VARIABLE	PROTECCIONES
	El primer esquema propone 2 protecciones mecánicas en el punto de conexión o 1 protección mecánica y 1 protección manual. El segundo esquema propone conexión a la red con una sola protección mecánica que cumpla con los siguientes requisitos: bloqueo anti-islanding, mecanismo de prevención de conexión asíncrona y mecanismo de bloqueo en caso de falla la protección hacia la red.
México	Alta Tensión: De a 69 kV a 400 Kv • El equipo de desconexión debe ser de operación automática ante fallas. • Se debe contar con un sistema de protección para cada unidad de generación, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales. • El Solicitante y el Suministrador deberán proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas evitando que sus fallas afecten los equipos y las personas ubicados después del punto de conexión. • Los ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio. • Para la protección de las unidades de generación se deben utilizar relés digitales con alimentación redundante. Media tensión MT Mayor a 1 kV y menor a 69 kV Los generadores deberán contar con los dispositivos de protección para desconectarse del sistema en caso de fallas. Se debe contar con un sistema de protección para las unidades de generación, transformador y tramo de la línea de media tensión con que se interconecta al sistema. Los ajustes y pruebas de los sistemas de protección del punto de conexión, del generador y de los enlaces con el sistema deberán estar coordinados y supervisados por el Suministrador. Protecciones básicas en el punto de interconexión: • 25 Verificador de sincronismo • 27 Protección para baja tensión (tiempo ajustable) • 59 Protección para sobre tensión (tiempo ajustable) • 81U Protección para baja frecuencia (tiempo ajustable) • 81O Protección para sobre frecuencia (tiempo ajustable) • 51/51N Relevadores sobrecorriente de fase y tierra • 50 Protección sobrecorriente instantáneo
China	No especificado para PV
Costa Rica	Interruptor manual con bloqueo. Disparo por sobre tensión. Disparo por baja tensión. Disparo por sobre/baja frecuencia. Sincronismo (Automático o manual). Sobre corriente a tierra. Disparo por telemetría. Regulador automático de tensión. Otras de acuerdo con las necesidades específicas.
Unión Europea	En cuanto a los esquemas de protección eléctrica y sus ajustes: a) El gestor de red pertinente deberá especificar los esquemas y ajustes necesarios para proteger la red, teniendo en cuenta las características del módulo de generación de electricidad. Los esquemas de protección necesarios para el módulo de generación de electricidad y la red, así como los ajustes correspondientes del módulo de generación de electricidad, se deberán coordinar y acordar entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad. Los ajustes y esquemas de protección para fallas eléctricas internas no deberán comprometer la

VARIABLE	PROTECCIONES
	respuesta de un módulo de generación de electricidad, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Reglamento b) El sistema de protección eléctrica del módulo de generación de electricidad deberá prevalecer sobre los controles operativos, teniendo en cuenta la seguridad del sistema y la salud y seguridad del personal y el público, así como la atenuación de los posibles daños al módulo de generación de electricidad c) Los esquemas de protección pueden cubrir los siguientes aspectos: • Cortocircuito externo e interno • Carga asimétrica (secuencia de fase negativa) • Sobrecarga de estator y rotor • Sobretensión/baja tensión en el punto de conexión • Sobretensión/baja tensión en los terminales del alternador • Oscilaciones inter-área • Corriente de magnetización • Funcionamiento asíncrono (deslizamiento de polos) • Protección contra torsiones inadmisibles sobre el eje (por ejemplo, resonancia subsíncrona) • Protección de línea del módulo de generación de electricidad • Protección del transformador de la unidad • Respaldo contra el funcionamiento incorrecto del sistema de protección y elementos de maniobra y corte • Sobreflujo (u/f) • Potencia inversa • Derivada de frecuencia • Desplazamiento de tensión del punto neutro d) Los cambios en los esquemas de protección necesarios para el módulo de generación de electricidad y la red y en los ajustes correspondientes del módulo de generación de electricidad deberán ser acordados entre el gestor de red y el propietario de la instalación de generación de electricidad antes de realizar ningún cambio El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá organizar sus dispositivos de protección y control de acuerdo con la siguiente clasificación de prioridad (de la más alta a la más baja): • Protección de la red y del módulo de generación de electricidad • Emulación de inercia, si procede • Control de frecuencia (ajuste de potencia activa) • Restricción de potencia • • Restricción de gradiente de potencia

7.6. MEDICIÓN

PAIS	CARACTERÍSTICA
Alemania	No especificado para PV
Argentina	De la EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE SANTA FE (EPESF), los clientes con suministro en Baja Tensión no podrán conectar generadores con potencia nominal mayor que 300 kW.
Chile	El equipo de medida a utilizar puede ser bidireccional, pero deberán tener una clase de precisión igual al 0.5% siempre que la potencia del PMGD sea menor o igual a 1 MW. El equipo de medida requerido deberá ser de registro bidireccional para diferenciar las inyecciones y consumos de energía en forma independiente. El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo

PAIS	CARACTERÍSTICA
	certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos.
España	Para plantas menores: Para las instalaciones conectadas a una red interior los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación. En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes. En este caso, se requerirá la suscripción de dos contratos de acceso, uno para generación y otro para consumo. Exclusivamente, cuando se trate de una instalación conectada en el lado de baja de un transformador propiedad del consumidor, el equipo de medida de la instalación de producción se instalará en dicho punto de conexión. En este caso el encargado de la lectura deberá dar conformidad a la configuración de medida. Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico, los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de conexión desde el equipo de medida hasta el centro de control del distribuidor o del operador del Sistema serán definidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
Estados Unidos	Para las plantas menores: Todo generador distribuido o conjunto de generadores cuya suma de potencias sea igual o mayor a 250 kVA en un único punto común de conexión deberá tener equipos que permitan monitorear su estado de conexión, potencia real, potencia reactiva y tensión en el punto de conexión al sistema.
Francia	No especificado para PV
Italia	El sistema de medición del usuario debe estar integrado en los procesos de control tanto en tiempo real como en tiempo diferido para permitir. • En el primer caso, a través de la visibilidad de las señales de telemetría y remotas, la aplicación por el Gestor de todas las acciones necesarias para proteger el sistema eléctrico. • En el segundo caso, a través de los sistemas de vigilancia, el análisis de fallas, incluyendo comprobación del correcto funcionamiento de las protecciones y el comportamiento esperado de la Central durante perturbaciones en la red. El Administrador de usuarios también requiere la disponibilidad de la información siguiente: • La irradiación [W / m 2] • La irradiación plano horizontal [W / m 2] • Temperatura Módulo [° C] • Temperatura ambiente [° C]
Japón	No especificado para PV
México	Los medidores y los transformadores de instrumento destinados a la facturación deben ser instalados en el Punto de Interconexión. Los medidores deben contar con acceso remoto mediante un canal dedicado. Las características del acceso remoto serán definidas según el caso por el área de medición del Suministrador. Se debe cumplir con la especificación CFE G0000-48 "Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos" y con las normas NRF-027-CFE Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV y NRF-026-CFE Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales. Los esquemas de medición deberán cumplir con los siguientes requerimientos: • Medición bidireccional redundante para facturación. • Medición capaz de grabar en memoria masiva los parámetros de calidad de la energía, tales como: caídas repentinas de la tensión (Sags), subidas repentinas de tensión (Swells), interrupciones,

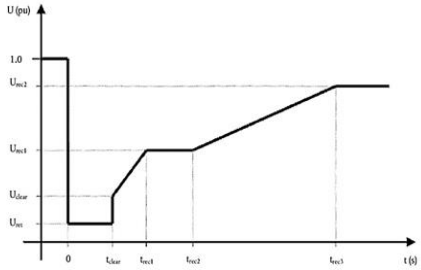
PAIS	CARACTERÍSTICA
	parpadeo, forma de onda con límites programables y captura de forma de onda con muestreo de al menos 128 valores por segundo. • Sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Esta sincronización aplica al punto de interconexión y a los puntos de carga cuando se portee energía. Media tensión MT Mayor a 1 kV y menor a 69 kV Los esquemas de medición deberán cumplir con los siguientes requerimientos: • Medición bidireccional redundante para facturación. Para plantas de capacidad hasta 500 kW y que no requieren hacer uso del Sistema para portear energía a sus cargas, se solicitará sólo un medidor. • En los puntos de carga se deberá contar con un medidor fiscal con características definidas por el Suministrador. • Medición capaz de grabar en memoria masiva los parámetros de calidad de la energía, tales como: caídas repentinas de la tensión (Sags), subidas repentinas de tensión (Swells), interrupciones, parpadeo, forma de onda con límites programables y captura de forma de onda con muestreo de al menos 128 valores por segundo. Aplicable a plantas que requieren hacer uso del Sistema para portear energía a sus cargas. • Sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Esta sincronización aplica al Punto de Interconexión y a los Puntos de Carga cuando se portee energía. • Caseta de medición con acceso exclusivo a personal del Suministrador, de acuerdo con las especificaciones que el Suministrador proporcionará al Solicitante.
China	La central de generación deberá estar equipada con equipo de monitoreo de calidad de potencia en tiempo real. El equipo de monitoreo de calidad de potencia instalado deberá cumplir con los requerimientos de GB/T 19862. Cuando el índice de calidad de potencia de la planta no pueda cumplir los requisitos, se deberá instalar un equipo de gestión de la calidad de potencia.
Costa Rica	El sistema de medición de interconexión, se ubicará en el punto de acople con la red de distribución de la empresa eléctrica y será de cuatro cuadrantes, permitiendo medir tanto la energía entregada como la energía extraída del sistema de distribución. Para los sistemas con una potencia nominal mayor o igual a 50 kVA, el medidor de interconexión contará con un módulo de calidad de la energía. El sistema de medición deberá incluir telemetría, que permita a la empresa distribuidora conocer remotamente el estado y la generación del sistema. Esto aplica tanto para el medidor interconexión como para el medidor de la producción de energía del generador.
Unión Europea	No especificado para PV

7.7. CALIDAD

7.7.1. HUECOS DE TENSIÓN

VARIABLE	HUECOS DE TENSIÓN
Alemania	No especificado para PV
Argentina	No especificado para PV
Chile	Las fluctuaciones de tensión se clasificarán en dos categorías de acuerdo con su duración: corta duración, desde 10 ms hasta un minuto, y larga duración, superiores a un minuto. Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en: • Instantáneas, de duración típica entre 10 ms y 600 ms y de magnitud típica entre 10% y 92.5% de la tensión nominal y entre 107.5% y 180%.

VARIABLE	HUECOS DE TENSIÓN
	• Momentáneas, de duración típica entre 600 ms y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92.5% de la tensión nominal y entre 107.5% y 140%. • Temporales, de duración típica entre segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92.5% de la tensión nominal y entre 107.5% y 120%. Las fluctuaciones de larga duración se clasificarán en: • Caída de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 80% y 92.5% de la tensión nominal. • Subida de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 107.5% y 120%. Las disminuciones de tensión de magnitud típica bajo el 10% de la tensión nominal, serán interrupciones de tensión clasificadas según lo siguiente: • Momentáneas, de duración típica entre 10 ms y 3 segundos. • Temporal, de duración típica entre 3 segundos y un minuto. • Sostenida, de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula.
España	De aplicación a redes hasta 35kV, un hueco de tensión de alimentación es la disminución brusca a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión nominal Vn, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 1 a 10 minutos. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz durante el hueco de tensión y la tensión nominal. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión nominal no son consideradas como huecos de tensión. En condiciones normales de operación el número esperado de huecos de tensión en un año puede ir de algunas decenas a un millar, teniendo en su mayor parte una duración de menos de un segundo y una profundidad inferior al 60%. En ciertos lugares es frecuente que se produzcan huecos de tensión de profundidad comprendida entre el 10% y el 15% de Vn provocados por conmutaciones de carga.
Estados Unidos	No especificado para PV
Francia	Conexión a la red de BT Fluctuación de tensión: El nivel de contribución de la instalación de generación en parpadeo a largo plazo (PLT) en el punto de entrega debe limitarse a 1. Conexión a la red de media tensión Armónicos: Cualquier planta de generación cuya potencia Pmax es mayor que o igual a 100 kW, las corrientes de armónicos inyectadas en la red de distribución pública de electricidad se limitan, para cada n-ésimo armónico, al valor, expresado en amperios.
Italia	No especificado para PV
Japón	No especificado para PV
México	No especificado para PV
China	Después de que la central fotovoltaica es conectada, la desviación de tensión del punto de conexión deberá cumplir con los requerimientos del estándar GB/T 12325.
Costa Rica	No especificado para PV
Unión Europea	En cuanto a la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de generación de electricidad a) Cada GRT especificará un perfil de tensión en función del tiempo conforme a la siguiente figura que describa las condiciones en que el módulo de generación de electricidad es capaz de permanecer conectado a la red. b) El gestor de red pertinente deberá proporcionar las condiciones previas y posteriores a las fallas a tener en cuenta para la capacidad para soportar huecos de tensión según los cálculos en el punto de conexión, en relación con:

VARIABLE	HUECOS DE TENSIÓN
	• La potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en cada punto de conexión expresada en MVA. • El punto de funcionamiento previo a la falla del módulo de generación de electricidad expresado en salida de potencia activa y salida de potencia reactiva en el punto de conexión y tensión en el punto de conexión. • La potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en cada punto de conexión expresada en MVA. De manera alternativa, el gestor de red pertinente podrá proporcionar valores genéricos derivados de casos típicos 

7.7.2. ARMÓNICOS

VARIABLE	ARMÓNICOS
Colombia	**Distorsión armónica total de tensión, THDV** El Percentil 95 de las mediciones de la Distorsión armónica total de tensión, THDV, y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la siguiente tabla: Límites para la Distorsión Armónica

Nivel de Tensión	THDV_95	Distorsión armónica individual
1	5.0 %	3.0 %
2	5.0 %	3.0 %
3	5.0 %	3.0 %
4	2.5 %	1.5 %
STN	1.5 %	1.0 %

Distorsión total de demanda, TDD

El Percentil 95 de los valores de la Distorsión total de demanda, TDD, y de la Distorsión armónica individual en el punto de conexión de usuarios, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en las siguientes tablas.

Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0 %
20 ≤ Isc/IL < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0 %
50 ≤ Isc/IL < 100	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0 %
100 ≤ Isc/IL < 1000	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0 %
Isc/IL ≥ 1000	15	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0 %

VARIABLE	ARMÓNICOS

Límites de distorsión armónica individual y TDD para el Nivel de Tensión 4

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 20	2.0	1.00	0.75	0.30	0.15	2.5 %
20 ≤ Isc/IL < 50	3.5	1.75	1.25	0.50	0.25	4.0 %
50 ≤ Isc/IL < 100	5.0	2.25	2.00	0.75	0.35	6.0 %
100 ≤ Isc/IL < 1000	6.0	2.75	2.50	1.00	0.50	7.5 %
Isc/IL ≥ 1000	7.0	3.50	3.00	1.25	0.70	10.0 %

Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN

Relación Isc/IL	Distorsión armónica individual					TDD_95
	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 17	
Isc/IL < 25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.10	1.50
25 ≤ Isc/IL < 50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.50
Isc/IL ≥ 1000	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Donde:

I_{SC}: Es la mínima corriente de corto circuito trifásica presente en el punto de conexión. En el caso de conexiones monofásicas se debe utilizar la corriente de corto monofásica.

I_L: Corresponde a la corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión.

Para los puntos de conexión de generación se deberán cumplir, en cada nivel de tensión aplicable, los límites establecidos para la menor relación Isc/IL.

Los límites para los componentes armónicos pares de distorsión armónica individual serán iguales al 25 % de los establecidos en las anteriores tablas para los componentes impares.

Alemania

Numero v,μ	Relación de corriente armónica admisible $i_{v,\mu\ zul}$ [A/MVA]		
	Red de 10 kV	Red de 20 kV	Red de 30 kV
5	0.058	0.029	0.019
7	0.082	0.041	0.027
11	0.052	0.026	0.017
13	0.038	0.019	0.013
17	0.022	0.011	0.007 (en el Código aparece 0.07)
19	0.018	0.009	0.006
23	0.012	0.006	0.004
25	0.010	0.005	0.003
25<v<40	0.01 x 25/v	0.05 x 25/v	0.03 x 25/v
Even-numbered	0.06/v	0.03/v	0.02/v
μ<40	0.06/μ	0.03/μ	0.02/μ
v,μ>40	0.18/μ	0.09/μ	0.06/μ

Argentina

No especificado

Chile

Armónicas de Corriente: En condiciones normales de operación se deberá cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente:

<table>
<tr><th>VARIABLE</th><th>ARMÓNICOS</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th colspan="7">Máxima distorsión armónica de corriente, como porcentaje del valor de corriente I_L a frecuencia fundamental para tensiones bajo 100 [kV]</th></tr>
<tr><th rowspan="2">I_{SC}/I_L</th><th colspan="5">H: Orden de la armónica (armónicas impares)</th><th rowspan="2">Índice TDD_I</th></tr>
<tr><th>H < 11</th><th>11 ≤ H < 17</th><th>17 ≤ H < 23</th><th>23 ≤ H < 35</th><th>35 ≤ H</th></tr>
<tr><td>≤ 20*</td><td>4,0</td><td>2,0</td><td>1,5</td><td>0,6</td><td>0,3</td><td>5,0</td></tr>
<tr><td>20 – 50</td><td>7,0</td><td>3,5</td><td>2,5</td><td>1,0</td><td>0,5</td><td>8,0</td></tr>
<tr><td>50 – 100</td><td>10,0</td><td>4,5</td><td>4,0</td><td>1,5</td><td>0,7</td><td>12,0</td></tr>
<tr><td>100 – 1000</td><td>12,0</td><td>5,5</td><td>5,0</td><td>2,0</td><td>1,0</td><td>15,0</td></tr>
<tr><td>> 1000</td><td>15,0</td><td>7,0</td><td>6,0</td><td>2,5</td><td>1,4</td><td>20,0</td></tr>
<tr><td colspan="7">* Todos los equipos de generación están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente del valor de I_{SC}/I_L.
a) Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares
b) Se deberá controlar hasta la armónica H = 50</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>España</td><td>No especificado para PV</td></tr>
<tr><td>Estados Unidos</td><td>Para generadores de pequeña potencia (<20MW):
Cuando el generador está alimentando cargas lineales y balanceadas, la inyección de corriente armónica al sistema eléctrico de potencia en el punto de conexión no excederá los límites indicados en la tabla. Las inyecciones de corriente armónica serán excluidas si su causa es la distorsión armónica de la tensión de la red, si el generador está conectado a ella.
<table>
<tr><th>Orden (h) del armónico (armónicos impares)</th><th>h < 11</th><th>11 ≤ h < 17</th><th>17 ≤ h < 23</th><th>23 ≤ h < 35</th><th>35 ≤ h</th><th>Distorsión total de la demanda</th></tr>
<tr><td>Porcentaje</td><td>4.0</td><td>2.0</td><td>1.5</td><td>0.6</td><td>0.3</td><td>5.0</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Francia</td><td>No especificado para PV</td></tr>
<tr><td>Italia</td><td>Con respecto a la calidad de la energía esperada por el código de red, la central solar debe garantizar que el nivel máximo de la distorsión armónica total (THD) en el punto de conexión central no exceda los ≤ 3% para la red de 150 a 132 kV y los ≤ 1,5% para la red 380 a 220 kV.</td></tr>
<tr><td>Japón</td><td>
<table>
<tr><th colspan="2">Armónicos Impares</th><th colspan="2">Armónicos Pares</th></tr>
<tr><td>Orden (h)</td><td>Corriente (A)</td><td>Orden (h)</td><td>Corriente (A)</td></tr>
<tr><td>1</td><td>16.0</td><td>2</td><td>1.08</td></tr>
<tr><td>3</td><td>2.30</td><td>4</td><td>0.43</td></tr>
<tr><td>5</td><td>1.14</td><td>6</td><td>0.30</td></tr>
<tr><td>7</td><td>0.77</td><td>>8</td><td>1.84 / h</td></tr>
<tr><td>9</td><td>0.40</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>11</td><td>0.33</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>13</td><td>0.21</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>>13</td><td>2.25 / h</td><td></td><td></td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>México</td><td>Alta Tensión: De a 69 kV a 400 kV
El nivel de distorsión de armónica se medirá en el Punto de Interconexión, el nivel de distorsión armónica total permitido es THDAT = 3.0%.
Media tensión MT Mayor a 1 kV y menor a 69 kV
El nivel de distorsión armónica total permitida es THDMV = 6.5%
La distorsión armónica total será medida en forma continua y las armónicas individuales sólo cuando se exceda la distorsión total.</td></tr>
<tr><td>China</td><td>La inyección de corrientes armónicas del punto de conexión de la central fotovoltaica deberá cumplir con los requisitos dados por el estándar GB/T 14549.
Después de que la planta es conectada, los inter armónicos del punto público de conexión deberá cumplir los requisitos contenidos en GB/T 24337.</td></tr>
<tr><td>Costa Rica</td><td>Severidad del Parpadeo: en condiciones normales de explotación, durante el 95% del tiempo, para cada período de una semana (siete días consecutivos), el nivel de severidad de larga duración del flicker ligado a las fluctuaciones de la tensión (Plt), debe ser inferior a 1.</td></tr>
<tr><td>Unión Europea</td><td>No especificado para PV</td></tr>
</table>

8. CONCLUSIONES

i. Las recomendaciones técnicas para la incorporación del recurso solar en diferentes escalas al Sistema Interconectado Nacional consideran en primera instancia la revisión de la experiencia internacional, la cual aporta señales en concordancia con las características propias de cada sistema eléctrico y el nivel de penetración del recurso solar en cada país, frente a la realidad y potencialidad en el sistema colombiano. En segunda instancia, se considera el Código de Redes Colombiano y la filosofía con la que fue desarrollado, de manera que las recomendaciones se acoplen de manera armoniosa con la normatividad y regulación vigentes.

ii. De la revisión internacional se puede concluir que el desarrollo de la normatividad técnica en los diferentes países ha estado ligada al desarrollo mismo del sistema y del mercado, así como a la necesidad de incorporar de manera masiva energía renovables, ya sea por disposiciones ambientales o de seguridad energética, teniendo de esta manera, una normativa con clara orientación a facilitar, de manera técnica, la integración de la energía solar fotovoltaica, con un enfoque seguridad y confiabilidad para el sistema; así mismo, esta normatividad internacional mantiene una equidad en el manejo de los recursos, donde la generación solar fotovoltaica, es una tecnología con iguales consideraciones en la matriz energética.

iii. El análisis de la integración de la generación fotovoltaica evidencia la necesidad de actualizar el Código de Redes donde considere la entrada de plantas de generación distribuida (generación de pequeña y mediana capacidad), ya que la Resolución CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1998 está enfocada en la conexión y operación de plantas de generación convencionales, con una serie de exigencias, procedimientos y costos que las podrían hacer inviables. Por lo tanto, más que un problema de integración de un tipo específico de tecnología, lo que se requiere es definir la integración de la generación distribuida, aspecto que ha sido abordado por el Regulador, a través de la resolución CREG 121 de 2017.

    a. Por lo tanto, en un primera conclusión, para el caso colombiano es preferible que la tecnología solar fotovoltaica se adapte al sistema y a la regulación actual, y no la regulación a la tecnología, ya que el sistema energético y eléctrico en Colombia es un sistema robusto, con una alta disponibilidad de recursos de generación y una alta componente de generación hidráulica, que permite el cumplimiento y la respuesta efectiva a los requerimientos operativos del sistema, sin necesidad de hacer concesiones especiales a un tipo de tecnología.

    b. Para el caso específico de la tecnología solar fotovoltaica, ésta tiene capacidad de control y respuesta en frecuencia y tensión, y por ello aporta en el cumplimiento de los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema.

iv. En este sentido, es de importancia prestar atención a que en la medida que se vaya teniendo una mayor penetración de la tecnología solar, se realice una revisión a las condiciones técnicas y operativas del sistema, con el fin de ajustar las mismas a la nueva realidad que se vaya presentando.

v. Para la discusión y análisis de las diferentes alternativas para proponer cambios a la normatividad actual con miras a la integración de la tecnología solar, se tuvieron en cuenta una serie de criterios contrapuestos que se pueden considerar a la hora de proponer un cambio en la regulación, buscando el equilibrio ideal entre mantener la integridad actual de la regulación y su filosofía de neutralidad tecnológica y el reconocimiento de las particularidades de esta tecnología. Se aclara que el equilibrio en los criterios corresponden a lo discutido dentro del

equipo de trabajo, pero que el regulador y el ministerio podrán adoptar, vía regulación o decreto, una propuesta diferente dependiendo de los pesos y consideraciones que le den a cada uno de los siguientes criterios.

Exigencias estándar de operación para todas las tecnologías	Reconocimiento de las particularidades de la tecnología
Definición de reglas estrictas y claras para los límites	Oportunidad de acuerdo entre el generador y el Operador de Red
Neutralidad Tecnológica y competitividad	Incentivos para facilitar la entrada del recurso
Normatividad para la integración total y masiva de la tecnología	Revisión periódica de las condiciones dependiendo de la penetración
Adopción o rediseño del Código	Adaptación al Código actual

vi. Las recomendaciones realizadas impactan directamente los aspectos relacionados con el control de tensión/potencia reactiva, control de potencia activa y respuesta en frecuencia, calidad de la potencia y aspectos relacionados con las protecciones, cumpliendo con la solicitud de la UPME.

vii. Las recomendaciones realizadas al Código de Redes, particularmente al Código de Distribución y al Código de Conexión, fueron enfocadas en mantener las mismas clasificaciones y definiciones que se dan para las plantas de generación en la ley y en la regulación actual, permitiendo que, para la incursión de nuevas tecnologías de generación, se dé la aplicabilidad de las exigencias actuales plasmadas en los códigos antes mencionados, las cuales dan garantía al sistema eléctrico de potencia.

viii. Las modificaciones regulatorias propuestas están basadas en fomentar siempre que sea posible el principio de ley de neutralidad tecnológica para la generación de energía, ámbito en el cual se busca que el sistema eléctrico Colombiano por sí mismo propenda por aquella tecnología de generación que garantice calidad, seguridad, eficiencia y costos competitivos en condiciones normales de mercado, sin desconocer las particularidades técnicas de la generación solar fotovoltaica. Por ende, las recomendaciones de modificaciones que se proponen, son generales para cualquier tipo de tecnología de generación, ya que estuvieron orientadas a clasificar la generación por capacidad y no por tecnología.

ix. En el análisis del Código de Redes, el Código de Distribución y el Código de Conexión se encontró que la interacción entre los agentes del sistema eléctrico ha conllevado a la seguridad del

mismo. Siguiendo este precepto, se hicieron las recomendaciones técnicas, dando en algunos casos oportunidades de coordinación y acuerdos entre el generador y el Operador de Red.

x. La recomendación de control de voltaje y sus exigencias para las unidades de generación fotovoltaica y para cualquier tecnología, estuvieron enfocadas a que fueran coherentes con las exigencias en este aspecto para la generación convencional conectada a la red de transmisión. Por lo cual, en este documento se dio el requerimiento de control de voltaje automático para la generación a gran escala (capacidad mayor a 10 MW), sin diferenciar por tecnología.

xi. La generación solar fotovoltaica por su naturaleza, fuente de energía primaria y conversión, no es elegible en sentido estricto para reserva rodante ni para AGC, aunque puede aportar a las soluciones de equilibrio generación-demanda a través de la respuesta que da el sistema de control del inversor.

xii. Fue necesario realizar una recomendación específica para la respuesta en frecuencia para las plantas solares a gran escala, debido a las características propias de su fuente primaria de energía, indicando que esta respuesta en frecuencia solo se realiza mediante la reducción de potencia activa cuando la frecuencia supera los 60.5 Hz.

xiii. Es importante anotar que la obligación a una planta de generación solar de participar en la regulación de frecuencia implica que la misma no pueda operar constantemente en el Punto de Máxima Transferencia de Potencia, es decir, en el punto donde se aprovecha más eficientemente el recurso. Al respecto, es importante realizar una valoración económica, que no es objeto de este estudio, donde se evalué cuál es la estrategia más óptima para garantizar la seguridad del sistema, teniendo en cuenta otros esquemas de regulación de frecuencia que puedan participar y que sean más económicos como la Respuesta a la Demanda mediante desconexión automática de carga y la instalación de bancos de baterías.

xiv. Los procedimientos técnicos aplicables para las plantas de generación actuales, dados por los acuerdos CNO, deberán estar alineados con la incorporación de generación solar fotovoltaica al sistema interconectado nacional; por tanto, se recomienda, en caso de ser necesario, evaluar los procedimientos aplicables a este tipo de generación.

9. BIBLIOGRAFÍA

Federal Energy Regulatory Commission. (2005). *FERC Order 661, 20426(202), 18 CFR Part 35. https://doi.org/10.4324/9781410610348.*

Analysis Group. (2017). *"Electricity Markets, Reliability and the Evolving U.S. Power System", by Analysis Group, Economic, Financial and Strategy Consultants, June 2017.*

Autorità per l'energia elettrica. (2015). *Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. (2015). Produzione lorda di energia elettrica per fonte. Retrieved July 26, 2017, from http://www.autorita.energia.it/it/dati/eem6.htm.*

CAMMESA. (2016). Recuperado el 28 de Julio de 2017, de http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx

Cleanpower. (2012). *www.cleanpower.com*. Obtenido de ttps://www.cleanpower.com/wp-content/uploads/2012/02/071_ModelingPVFleetOutputVariability.pdf

Comisión Reguladora de Energía. (2010). *RES/054/2010 Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, y sustituye el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala por el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.*

Comisión Reguladora de Energía. (2012). *RES/119/2012, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, Estados Unidos Mexicanos. http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5249086.*

CREG. (1995). *Resolución 025 de 1995.* Bogota: Diario Oficial.

CREG. (1996). *Resolución 084 de 1996.* Bogota: Diario oficial.

CREG. (1997). *Resolución 198 de 1997.* Bogota: Diario oficial.

CREG. (1998). *Resolución 070 de 1998.* Bogota: Diario Oficial.

CREG. (2001). *Resolución 023 de 2001.* Bogota: Diario oficial.

CREG. (2017). *Resolución 121 de 2017.* Bogota: Diario oficial.

DBEW. (2008). *"Guía Técnica para Plantas Conectadas a la Red de Media Tensión" de la DBEW de 2008, (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, 2008), "Asociación Nacional de Industrias de Energía y Agua, 2008".* "Asociación Nacional de Industrias de Energía y Agua, 2008".

Empresa Provincial. (2013). *EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA DE SANTA FE. (2013). MANUAL DE PROCEDIMIENTOS. Anexo 1, 8–43.*

Federal Energy Regulatory Commission (a). (2003). *Flow Chart of the Large Generating Facility Interconnection Process, 20030724.*

Federal Energy Regulatory Commission (b). (2003). *Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures, 35(202). .*

Federal Energy Regulatory Commission. (2013). *Docket No. RM13-2-000, FERC Orders 2006 & 792, "Small Generator Interconnection Agreements and Procedures".*

FERC. (2004). *STANDARD LARGE GENERATOR INTERCONNECTION AGREEMENT (LGIA).* Federal Energy Regulatory Commission.

IDEAM. (s.f.). Recuperado el 29 de Agosto de 2017, de http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionSolar13.pdf

IDEAM. (s.f.). Recuperado el 28 de Agosto de 2017, de http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Evaluacion-de-la-Irradiacion-Global-Horizontal-en-Colombia.pdf

IDEAM. (s.f.). Recuperado el Agosto de 2017, de http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionPDF/Medellin.pdf

IEC. (2004). *Photovoltaic (PV) systems-Photovoltaic (PV) systems.* Geneva: IHS Markit under license with IEC.

IEEE. (2000). *IEEE 929 Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.* New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

IEEE. (2003). *IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.* New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

IEEE. (2008). *IEEE 1547.2 Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.* Nem York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

Laboratories, S. (2012). *Utility-Scale Photovoltaic Procedures and Interconnection Requirements. Sandia National Laboratories, (February). Retrieved from http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/PV_Interconnection-SAND2012-2090.pdf .*

Legifrance (a). (2008). *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électri. Retrieved July 26, 2017, from https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018698004.*

Legifrance (b). (2008). *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique | Legifrance. Retrieved July 26, 2017, from https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=60CD1047C42261A25676DB0CF4B00365.tpdjo09v_1?cidTexte=JORFTEXT000018697930&date.*

Legifrance. (2003). *(2003). Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique. | Legifrance. Retrieved July 26, 2017, from https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000244083. .*

Ministère de l'Economie et des Finances. (2000). *Ministère de l'Economie et des Finances. Décret n ° 2000-877 du 7 Septembre 2000 « Sur l'autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité (2000).*

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2012). *Boletín oficial del estado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Boletín Oficial de Estado, 130033–130064. Retrieved from http://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf.*

Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Real Decreto 413/2014. Boletín Oficial Del Estado, 103. Retrieved from https://www.boe.es/diario_boe/.*

Ministerio de Industria, T. y. (2016). *Disposición 3275 del BOE núm. 83 de 2016, 24013–24018. Retrieved from http://www.boe.es .*

NERC. (2015). *Standard PRC-024-2 — Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings.* Obtenido de http://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/PRC-024-2.pdf

NREL. (2017). *Comparative Analysis and Considerations for PV Interconnection Standards in the United States and China.* Denver West Parkway: National Renewable Energy Laboratory.

Ormeachea Ballesteros, C. (2012). *Análisis comparativo de Inversores Fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW.* Madrid: Análisis comparativo de Inversores Fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW.

Photovoltaic Education. (2017). *PV EDUCATION.ORG*. Obtenido de http://www.pveducation.org/es/node/800

Secretaría de Energía. (2009). *Anexo 39 de la Resolución de la Secretaria de Energía 712 de 2009, "Generación con fuentes renovables de energía, excluida la hidráulica y la eólica".*

SolarGis. (29 de Agosto de 2017). *http://solargis.com/products/time-series-and-tmy-data/overview/* . Obtenido de http://solargis.com/products/time-series-and-tmy-data/overview/ : http://solargis.com/products/time-series-and-tmy-data/overview/

Solargis, G. S. (Agosto de 2017). *http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world.* Obtenido de http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world: http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world

Terna. (2012). *REQUISITI MINIMI PER LA CONNESSIONE E L ' ESERCIZIO IN PARALLELO CON LA RETE AT. .*

U.S. Department of Energy. (2015). *United States Electricity Industry Primer, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability U.S. Department of Energy DOE/OE-0017, July 2015.*

UPME. (2017). *TÉRMINOS DE REFERENCIA para "Realizar las recomendaciones técnicas para la incorporación del recurso solar en diferentes escalas al sistema interconectado nacional, identificando las modificaciones regulatorias necesarias a realizar al código de redes, código de distribución y código de conexión, lo anterior para garantizar los principios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el código de planeamiento", PROCESO DE SOLICITUD ABREVIADO DE OFERTAS No. 306 – 2017.* TDR, Bogotá D.C.

VDE-AR-N. (2008). *VDE-AR-N 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network - Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks .*

VDEW. (2007). *Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007", "Asociación de Operadores de Red" del Sistema Eléctrico Alemán.*

WECC. (2005). *Coordinated Off-Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Requirements. https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20ONF%20Report%20July%202005.pdf .*

WECC Modeling and Validation Work Group. (2010). *WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations Prepared by WECC Renewable Energy Modeling Task Force, (August), 1–15.*

XM. (2017). *Informe de Planeación Operativo Eléctrico de Mediano Plazo.*

XM. (2017). *Segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP) del 2017.*

YUBA. (30 de Marzo de 2015). *www.yubasolar.net*. Obtenido de http://www.yubasolar.net/2015/03/instalacion-fotovoltaica-conectada-red.html