



UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TESIS DOCTORAL

**CONTRIBUCIÓN AL DESARROLLO
TECNOLÓGICO DE LA INTERCONEXIÓN DE
PLANTAS FOTOVOLTAICAS CON REDES DE
DISTRIBUCIÓN**

PRESENTADA POR:
F. JAVIER DE LA CRUZ CAMBIL

DIRIGIDA POR:
DR. D. PEDRO GÓMEZ VIDAL
DR. D. JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ

JAÉN, 12 DE ABRIL DE 2013

ISBN 978-84-8439-786-1

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
interconexión de plantas fotovoltaicas con redes
de distribución**

Javier de la Cruz Cambil

Los Directores de la Tesis

Fdo. Dr. Pedro Gómez Vidal
Profesor Titular de Universidad

Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández
Profesor Contratado Doctor

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
interconexión de plantas fotovoltaicas con redes
de distribución**

Javier de la Cruz Cambil

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día de de 2013 en la
Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la
calificación de:

.....

El Presidente

Dr.

El Secretario

Dr.

El vocal

Dr.

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico de la
interconexión de plantas fotovoltaicas con redes
de distribución**

Javier de la Cruz Cambil

Directores de Tesis:

Pedro Gómez Vidal

Profesor Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

Jesús de la Casa Hernández

Profesor Contratado Doctor (Universidad de Jaén)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr.

Secretario: Dr.

Vocal 1º: Dr.

Vocal 2º: Dr.

Vocal 3º: Dr.

Jaén, 2013

A Javi y Alicia

"Pero nosotros, que comprendemos la vida, nos burlamos de los números."

(Antoine de Saint-Exupéry, El Principito, 1943)

Agradecimientos

Es justo comenzar con mi sincero agradecimiento a mis directores de Tesis, Jesús de la Casa Hernández y Pedro Gómez Vidal, por sus sabios consejos, experiencia lograda y su sapiencia y buen hacer en el intrincado mundo de la electricidad, al que dedicamos todos nuestra vida profesional, y en particular, al profesor de la Casa, por su trabajo, ayuda y esfuerzo depositado en esta Tesis. A él sin duda lo puedo llamar un gran Maestro, tanto en lo personal como en lo docente. Gracias, Jesús.

Un expreso reconocimiento al personal de ENDESA, la que es mi Casa, y especialmente a Rogelio Montero Cotán y a Jose Luis Pérez Mañas por su disponibilidad, comprensión con este doctorando y ánimo en la elaboración de esta Tesis e igualmente a todo el personal de Protecciones, especialmente a Francisco López Galindo como responsable, y a Manuel Rodríguez y Jesús Arias por sus continuas medidas y análisis de datos.

Y por último, aunque no menos importante, a toda mi familia y amigos, a los que la elaboración de esta Tesis quitó tanto tiempo de convivencia.

...Gracias por estar ahí

RESUMEN

La mayor parte de la energía eléctrica es generada de forma centralizada en grandes centrales eléctricas, transmitida a través de redes de transporte en alta tensión (AT) y finalmente distribuida a los consumidores por medio de redes de distribución en media tensión (MT) y baja tensión (BT); sin embargo, la generación distribuida (GD) va ganando relevancia. La tecnología fotovoltaica es una de las fuentes de GD y, actualmente, la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas instaladas son sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCRs).

Las compañías eléctricas tienen la obligación de proporcionar acceso a los productores de electricidad fotovoltaica en cualquier punto de sus redes de distribución. Para controlar los impactos técnicos que estos sistemas pueden ocasionar, existe una normativa de ámbito internacional, nacional e incluso local, que establecen requerimientos más o menos estrictos dependiendo de la fuente. No obstante, el cumplimiento que de esta normativa se hace es muy dispar.

Esta Tesis Doctoral proporciona una visión del estado del arte actual de los requerimientos que deben ser impuestos a la interconexión de la generación distribuida fotovoltaica (GDFV) con la red, desde el nivel de BT a AT-MAT (alta-muy alta tensión), después de analizar múltiples reglamentos y normas regionales y nacionales, aprobados o borradores, de muchos países donde se han alcanzado niveles de penetración FV elevados o, donde se esperan que lo haga en el futuro. Bajo esta premisa, se sugieren recomendaciones en relación con los relés de protección que deben ser usados y sus ajustes de protección, además de los servicios auxiliares que deben ser proporcionados por la GDFV en el nivel particular de AT-MAT.

Para finalizar, esta Tesis Doctoral ilustra el estudio de un mal funcionamiento no conocido hasta ahora que tiene lugar en el sistema de protección de la redes de distribución en presencia de grandes plantas FV. La atención se centra en la protección de corriente balanceada de fase (PBC, Phase Balance Current, relé 46), también conocida como fase abierta o protección de secuencia negativa. Su aplicación comprende líneas aéreas o mixtas aéreas/subterráneas alimentadas en sentido inverso por grandes plantas FVs. El estudio ha sido llevado a cabo en redes de distribución de la compañía *ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U.* Esta distribuidora incluye la protección PBC como obligatoria dentro de sus prácticas de protección de redes de distribución para los tipos de líneas anteriores, haya conectada o no GDFV. La baja

calidad de potencia o estados ferroresonantes se han descubierto como las causas del mal funcionamiento de la protección PBC que conlleva un disparo no deseado de la línea. Esto ocasiona cortes de suministro, con los inconvenientes para la calidad de suministro para los clientes y las repercusiones económicas para las distribuidoras.

El resultado más importante de este Tesis es destacar la necesidad de cambios con respecto a las prácticas de protección de las redes de distribución actuales, así como nuevos requerimientos de calidad de potencia para la GDFV, los cuales deberían ser adoptados por reguladores y operadores de las redes de distribución en aras a proporcionar una calidad de servicio mejorada a los usuarios, mientras que la penetración de GDFV en las redes de distribución esté creciendo.

ABSTRACT

Most of electric energy is generated in large centralized plants, transmitted through high-voltage transmission systems and then distributed to consumer via medium and low-voltage distribution networks, however, the Distributed Generation (DG) it is gained importance. Photovoltaic technology is a type of GD and most of the newest photovoltaic systems installed nowadays are Photovoltaic Grid Connected Systems (PVGCSs). In the urban environment, small and medium building integrated photovoltaic systems are the main application while in suburban and rural environments centralized photovoltaic power plants may be arranged as well. Nowadays, the peak power in several PVGCSs of the world has increased about MWp. Previously, small PVGCSs are connected to low voltage networks and nowadays these larger systems may be connected to distribution feeders and they can strongly impact the technical parameters.

Utilities have the obligation of providing access to independent photovoltaic producers to anywhere of their distribution networks. To control the technical and economical impacts that those systems may originate, there is a set of strict rules imposed by international or local regulations to set up this systems. The installation of photovoltaic units at non-optimal places may create a deterioration of feeder technical parameters as well as an economical increase in cost therefore, having an effect opposite to the effect desired. For that reason, it is beneficial to know the impact that a specific photovoltaic installation will have onto the feeder.

Distribution network and transmission system operators (DNOs and TSOs) that permit the interconnection of photovoltaic-distributed generation (PV-DG) in their respective distribution networks or power systems need a coherent set of electrical protection requirements for safe operation. The growing importance of PV-DG has prompted continuous reformulations of requirements with a view to adapting them to larger PV-DG units. Specifications have even been established for PV-DG at subtransmission and transmission level. This Doctoral Thesis gives an overview of these requirements, for LV to HV-EHV networks. For this purpose, we have analysed national and regional codes that have been proposed and enacted in many countries where high PV penetration levels have been achieved or are expected to be achieved in the future. As a conclusion, recommendations are given regarding the protection relays that should be used and their optimal settings. Also included are the ancillary services to be provided by PV-DG, specifically at the HV-EHV level.

Finally, this Thesis describes a hitherto unstudied malfunction that can occur in the protection system of distribution networks (DNs) in the presence of large photovoltaic plants (LPVPs). The focus here is on the phase-balance current (PBC) protection of overhead or blended feeders back-fed by LPVPs. This study used the DNs belonging to *ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U.* In the *ENDESA* utility company, PBC protection (ANSI 46) is an obligatory DN protection practice for overhead or blended feeder types. Low power quality or ferroresonant states were found to be the causes of the malfunction of PBC protection, which led to its untimely tripping.

The results of this study highlight the need to modify current DN protection practices and to elaborate new power quality requirements for PV distributed generation (PVDG). Since PV-DG penetration in DNs is steadily increasing, regulators and distribution network operators (DNOs) should implement more effective practices and guidelines to offer better power quality to customers.

ÍNDICE:

Lista de símbolos	xiii
Lista de figuras	xvi
Lista de tablas	xxi
Lista de abreviaturas	xxiii
 1. OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LA TESIS DOCTORAL	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos y planteamiento de la Tesis	6
1.3. Estructura de la Tesis	6
2. CARACTERIZACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN CON LA RED DE LA GDFV	9
2.1. Esquemas de interconexión con la red para la GDFV	10
2.2. Funciones del sistema de interconexión	15
2.2.1. <i>Requerimientos generales: Los relacionados con la sincronización, monitorización, puesta a tierra, y regulación de tensión.</i>	<i>15</i>
2.2.2. <i>Requerimientos de calidad de onda: Relacionados principalmente con la distorsión armónica, DC y flicker.....</i>	<i>16</i>
2.2.3. <i>Requerimientos de protección.....</i>	<i>18</i>
2.2.3.1. Protección. Generalidades	18
2.2.3.2. Requerimientos relacionados con la respuesta de la GDFV en condiciones de funcionamiento anormal o en isla	21
2.3. Protección del generador frente a la protección de interconexión.	23
2.4. Protección eléctrica para la interconexión con la red de la GDFV	24
2.4.1. <i>Detección de faltas en el sistema eléctrico de potencia de área y aislamiento de la GDFV.....</i>	<i>24</i>
2.4.2. <i>Coordinación entre las prácticas de cierre del operador de la</i>	

<i>red de distribución y la GDFV</i>	30
2.4.3. <i>Reconexión de la GDFV al sistema eléctrico de potencia de la compañía</i>	31
2.5. Funcionamiento en modo isla	34
2.5.1. <i>Islas Intencionadas</i>	34
2.6. Sincronización de la GDFV	36
3. INTERCONEXIÓN CON LA RED DE LA GDFV	38
3.1. Interconexión de la GDFV con la red de BT	38
3.1.1. <i>Protección de la red de distribución de BT</i>	38
3.1.2. <i>Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de BT</i>	39
3.2. Interconexión de la GDFV con la red de MT	40
3.2.1. <i>Protección de la red de distribución de MT</i>	40
3.2.2. <i>Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de MT</i>	41
3.3. Interconexión de la GDFV con la red de AT y MAT	44
3.3.1. <i>Introducción</i>	44
3.3.2. <i>Servicios auxiliares que pueden ser proporcionados por la GDFV</i>	45
3.3.2.1. Apoyo de red dinámico	45
3.3.2.2. Control de potencia activa	49
3.3.2.3. Control de potencia reactiva	53
3.3.2.4. Perspectivas a futuro de los sistemas auxiliares	55
3.3.3. <i>Protección de la red de AT y MAT</i>	58
3.3.4. <i>Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de AT y MAT</i>	58
3.4. Protección y control centralizado para la GDFV	60
4. FUNDAMENTOS DE FERRORESONANCIA Y DESEQUILIBRIO	62
4.1. Ferroresonancia	62
4.1.1. <i>Modos de Resonancia</i>	63
4.1.1.1. Modo fundamental	63

4.1.1.2. Modo subarmónico.....	64
4.1.1.3. Modo pseudo-periódico.....	64
4.1.1.4. Modo caótico	64
4.1.2. Tipos de Ferroresonancia	66
4.1.2.1. Ferroresonancia serie	66
4.1.2.2. Ferroresonancia paralelo	66
4.2. Desequilibrio de corriente	67
4.2.1. Marco unificado para el análisis del desequilibrio y la distorsión armónica.....	67
4.2.2. Indicadores extendidos para el análisis del desequilibrio y la distorsión	69
4.3. Protección de fase abierta.....	69
4.3.1. Descripción de la unidad de protección de fase abierta.....	69
4.3.2. Aplicación de la protección de fase abierta.....	70
4.3.3. Alternativas a la protección de fase abierta	71
5. ESTUDIO DE CASOS DE DISPARO NO DESEADO DE LA PROTECCIÓN DE FASE ABIERTA	73
5.1. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por ferroresonancia.....	74
5.1.1. Oscilación fundamental desequilibrada.....	78
5.1.2. Modo de oscilación de batimiento continuo	82
5.2. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por una baja calidad de la energía: armónicos de secuencia negativa	88
5.3. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por una baja calidad de energía: corriente fundamental desequilibrada	94
6. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	97
6.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis.....	97
6.2. Futuras líneas de investigación	100
ANEXOS.....	102

A1. Topología de redes	102
<i>A1.1. Topología en redes de MT en España</i>	<i>102</i>
<i>A1.2. Topología en redes de BT y MT en EE.UU.</i>	<i>105</i>
<i>A1.3. Topología en redes de AT en EE.UU.</i>	<i>107</i>
A2. Protección de la red	111
<i>A2.1. Modelo europeo</i>	<i>111</i>
<i>A2.2. Modelo de EE.UU.</i>	<i>118</i>
A3. Tipo de faltas	121
A4. Apoyo de red dinámico.....	122
<i>A4.1. Definiciones</i>	<i>122</i>
<i>A4.2. Apoyo de potencia activa y reactiva durante la falta.....</i>	<i>122</i>
<i>A4.2.1. Faltas equilibradas.....</i>	<i>122</i>
<i>A4.2.2. Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas).....</i>	<i>127</i>
A5. Respuesta de plantas eólicas y fotovoltaicas frente a perturbaciones en la frecuencia.....	129
CURRÍCULUM VÍTAE.....	131
BIBLIOGRAFÍA	136

Lista de símbolos

En esta Tesis Doctoral las variables y funciones utilizadas tendrán la siguiente notación de acuerdo al Sistema Internacional de unidades de medida¹.

Símbolo	Parámetro	Unidad
ζ_2^h	Indicador de desequilibrio de secuencia negativa de la corriente armónica h-ésima	%,pu
ζ_0^h	Indicador de desequilibrio de secuencia cero de la corriente armónica h-ésima	%,pu
$ \vec{I}_p^h / \vec{I}_p^1 $	Indicador de la distorsión armónica individual para el h-ésimo armónico en corriente en fase p	%,pu
Φ_p^h	Ángulo de fase inicial de la corriente en fase p para el armónico h-ésimo	°,rad
THD_{I_p}	Indicador de la distorsión armónica total de corriente en fase p	%,pu
TID_{I_p}	Indicador de la distorsión interarmónica total de corriente en fase p	%,pu
TPD_I	Indicador de la distorsión de corriente de fase total	%,pu
TPU_I	Indicador del desequilibrio de corriente de fase total	%,pu
I_p	Corriente RMS o instantánea en fase p	A
I_p^0	Valor medio de la corriente en fase p	A
I_p^h	Corriente RMS en fase p en el armónico h-ésimo	A
I_B	Corriente base	A

¹ El Sistema Internacional de Unidades de medida (S.I.) es obligatorio en España y vigente en la Unión Europea de acuerdo al Real Decreto 1317/1989, de 27 de octubre de 1989 por el que se establecen las Unidades Legales de Medida.

$i_p(t)$	Corriente instantánea en fase p	A
$I_{r\max}$	Corriente reactiva unitaria	A
$\bar{P}_{3p}^l$	Potencia de salida real trifásica	kW,pu
$ \bar{U}_p^h / \bar{U}_p^1 $	Indicador de la distorsión armónica en tensión del armónico h-ésimo en la fase p	%,pu
$\vec{I}_1^h, \vec{I}_2^h \text{ e } \vec{I}_0^h$	Corrientes de secuencias positiva, negativa y cero en el armónico h-ésimo	A
K	Ganancia proporcional	
K_d	Ganancia derivativa	
m	Número entero	
M_{base}	Potencia aparente nominal	kW
n	Número entero	
P_n	Potencia nominal	kW
Q	Potencia reactiva	VA _r
t_D	Tiempo de desconexión	s
U_n	Tensión nominal	V
U_{pq}	Valor RMS o instantáneo de la tensión en la fase pq	V
V	Tensión eficaz unitaria	V
V_c	Tensión eficaz unitaria de consigna	V
α	Operador ($= e^{j\pi/3}$)	
Δf	Variación de frecuencia	Hz
ω	Frecuencia angular	rad*s

Las referencias a ecuaciones se indicarán mediante paréntesis () y las referencias a publicaciones y textos mediante corchetes [].

Lista de figuras

Figura 2.1. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel BT.....	11
Figura 2.2. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel MT.....	12
Figura 2.3. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel AT y MAT.....	13
Figura 3.1. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de BT.....	40
Figura 3.2. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de MT.	43
Figura 3.3. Capacidad de salto a través de huecos sin desconexión para GDFV propuesto por los nuevos reglamentos de red y normas.....	47
Figura 3.4. Requerimientos en relación con la inyección de potencia activa de GDFV para la red como función de la frecuencia.....	52
Figura 3.5. Requerimientos en relación con la inyección de potencia reactiva de GDFV para la red como función de la tensión.....	54
Figura 3.6. Esquema de bloques simplificado.....	56
Figura 3.7. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de AT y MAT.....	59
Figura 4.1. Modos de ferresonancia.....	65
Figura 4.2. Diagrama de la unidad de protección PBC (ANSI 46).....	70
Figura 5.1. Diagrama unifilar del sistema de potencia de MT flotante alimentada en sentido inverso por la planta FV A.....	77

Figura 5.2. Circuito equivalente del sistema mínimo.....	77
Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación UF (1% de potencia de salida de la planta FV A).....	79
Figura 5.4. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación UF (14.3% de potencia de salida de la planta FV A).....	80
Figura 5.5. Formas de onda de la corriente de fases $a(c)$ y de la tensión de fases $ab(ca)$ en la protección digital de la línea: (a) 1% de potencia de salida de la planta FV A; (b) 14,3% de potencia de salida de la planta FV A.....	81
Figura 5.6. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación COB (12,2% de potencia de salida de la planta FV A).....	84
Figura 5.7. Espectro armónico de la corriente y tensión trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación COB (12,2% de la potencia de salida de la planta FV A, tiempo -282 ms).	85
Figura 5.8. Corrientes del subsistema FV A para el modo de oscilación COB (42,4% de potencia de salida de la planta FV A): (a) formas de onda de las corrientes de fase y neutro; (b) Espectro de Fourier para las corrientes de fase y neutro (tiempo en 150 ms).....	86
Figura 5.9. Formas de onda de la corriente de la fase a y (-) tensión de la fases ab en la protección digital de la líneas para el modo de oscilación COB (12,2% de potencia de salida de la planta FV A).....	87
Figura 5.10. Formas de onda de la corriente de fase a con respecto a la tensión del neutro a en el subsistema FV A (punto P , Figura 5.1) para el modo de oscilación COB (42,4% de la potencia de salida de la planta FV A).....	87
Figura 5.11. Subsistema FV B en una mañana soleada: Indicadores $TPDIa$ y $TIDIa$, distorsión de corriente armónica para los armónicos 3°,5°,7° y 11°, distorsión de tensión armónica individual para el 5° armónico y potencia de	92

salida activa fundamental trifásica.....	
Figura 5.12. Subsistema FV <i>B</i> en una mañana soleada: indicadores de corrientes de desequilibrio cero y negativo (ζ_2^h y ζ_0^h) para las corrientes de armónicas 1ª, 3ª y 5ª y el indicador <i>TPUI</i>	93
Figura 5.13. Componente de corriente transformada absoluta del subsistema FV <i>B</i> en el disparo intempestivo de la protección PBC de la línea aérea <i>B</i>	94
Figura 5.14. Indicador de desequilibrio de corriente negativa, a frecuencia fundamental, del subsistema FV <i>C</i> en función de su potencia de salida.....	96
Figura A1.1. Esquema zona urbana.....	103
Figura A1.2. Esquema zona semiurbana.....	104
Figura A1.3. Esquema zona rural concentrada.....	104
Figura A1.4. Esquema de transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica en EE.UU.....	106
Figura A1.5. Red de MT unida a una red de BT en configuración de punto de entrega en EE.UU. [15].....	106
Figura A1.6. Red de MT unida a una red de BT en configuración de red en EE.UU. [16].....	107
Figura A1.7. Mapa de las divisiones regionales de EE.UU.....	109
Figura A1.8. Tensiones normalizadas en EE.UU.....	110
Figura A2.1. Relés de protecciones en redes de MT en EE.UU. [6].....	118
Figura A2.2. Ejemplo de sistema de distribución de MT con diversas cargas en EE.UU. y protección de líneas [7].....	119
Figura A2.3. Ejemplo de sistema de distribución de MT en EE.UU. y protección de líneas [7].....	120
Figura A4.1. Esquema de bloques simplificado del control.....	124

Figura A4.2. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva I_r	125
Figura A4.3. Límites inferior y superior de la corriente activa I_a en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.....	126
Figura A5. 1. Diagrama de bloques del control de frecuencia.....	129

Lista de tablas

Tabla 2.1. Reglas generales para la selección del nivel de tensión/tipo de red para el PCC de acuerdo a la potencia de la GDFV.....	14
Tabla 2.2. Respuesta de la GDFV a frecuencias y tensiones anormales en el nivel de BT, MT y AT-MAT.....	28
Tabla 2.3. Respuesta de la GD a frecuencias y tensiones anormales en el nivel de BT, MT y AT-MAT.....	29
Tabla 2.4. Ventana de tensión y frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de la GD.....	33
Tabla 2.5. Ventana de tensión y frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de la GDFV.....	33
Tabla 2.5. Ventana de tensión y frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de la GDFV.....	33
Tabla 2.6. Límites para sincronización de acuerdo a IEEE 1547-2 [7].....	36
Tabla 3.1. Límites de frecuencia para el control de potencia activa en reglamentos de red de transporte.....	50
Tabla 3.2. Límites de frecuencia para el control de potencia activa en guías técnicas adaptadas para GDFV.....	51
Tabla 4.1. Relación entre el orden armónico y secuencias ($m=1, \dots, \infty$).....	68
Tabla 5.1. Características principales de las plantas FV <i>A</i> , <i>B</i> y <i>C</i> y líneas de MT que evacúan la potencia FV a las subestaciones primarias.	75
Tabla 5.2. Datos de los subsistemas FV <i>A</i> , <i>B</i> y <i>C</i> monitorizados en las plantas FV.....	76
Tabla A1.1. Sistema de transporte estadounidense [178].....	108

Tabla A3.1. Tipos de faltas más comunes en redes de distribución.....	121
---	-----

Lista de abreviaturas

AC	Alternative current
AI	Anti isla
ANSI	American National Standards Institute
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
COB	Continuous Beating, batimiento continuo
CPU	Central processing unit
DC	Direct current
DG	Generated distribution
DN	Distribution network
DNO	Distribution system operator
DNOs	Distribution network operator
DOE	Department of Energy of USA
DVR	Compensadores serie estáticos
EEUU	Estados Unidos de América
EHV	Extremely high voltage
EIA	Energy Information Administration
EPS	Electric power system
ET	Earthing transformer
FRT	Fault ride through
FV,PV	Fotovoltaica, Photovoltaic
GD	Generación distribuida
GDFV	Generación Distribuida fotovoltaica
GPFVs	Grandes plantas fotovoltaicas

H	Harmonic, armónico
HIEFS	High earth impedance faults
HV	High voltage
HVDC	High voltaje direct current
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LAMT	Línea aérea de MT
LCL	Inductancia-capacitancia-inductancia
LOM	Loss Of Mains
LPVPs	Large photovoltaic plants
LV	Low voltage
MAT	Muy alta tensión
MT	Media tensión
MV	Medium voltage
N	Normal
NDZ	No detection zone
NERC	North American Energy Reliability Council
NIEPI	Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OFP	Over frequency protection
OVP	Over Voltage Protection
P.O.	Procedimiento Operativo
p.u.	por unidad
PBC	Phase Balance Current, Corriente balanceada de fase
PCC	Punto de Conexión Común, Point of common coupling
PSS	Power system stabilizer
PVDG	Photovoltaic distributed generation
QP	Quasi periodic, cuasi periódico
RD	Real Decreto

REE	Red eléctrica de España
RMS	Root mean square, valor cuadrático medio
RSMT	Red subterránea de MT
SFCRs	sistemas fotovoltaicos conectados a la red
SH	Subarmonic oscillations
TIEPI	Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada
TSO	Transmission system operator
UCTE	Union for the coordination of the transmission of electricity
UF	Unbalance fundamental, desequilibrada fundamental
UFP	Under frequency protection
UPQC	Compensadores paralelo estáticos
USA	United States of America
UVP	Under Voltage Protection

CAPÍTULO 1

Objetivos y planteamiento de la Tesis Doctoral

1.1. Introducción

La energía eléctrica es base esencial de la vida además de clave del desarrollo económico y social de un país. El enfoque tradicional para su generación se basa en la producción de forma centralizada en grandes centrales eléctricas mediante combustibles de origen fósil y nuclear. La energía eléctrica representa actualmente un 64 % del total del consumo en términos de energía primaria para los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) [1].

El elevado consumo de recursos fósiles, a partir de la segunda mitad del siglo pasado, es la principal causa del calentamiento observado en el planeta, así lo revela el último informe emitido por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático [2]. Las previsiones tanto de la Agencia Internacional de la Energía o International Energy Agency (IEA) [3] como del Departamento de la Energía de EE.UU. (Department of Energy (DOE)) [4] indican que, además, este problema se agravará en los próximos años debido a la tendencia creciente del consumo energético a escala mundial, con un incremento medio anual del 2,4 %. El DOE analiza diferentes escenarios de crecimiento con proyección 2030, que indican que éste será debido en mayor medida a los países asiáticos, del centro y sur de América y algunos más de África con una previsión del 3,5 % de crecimiento anual frente al 1,3 % estimado para los países de la OCDE.

El anterior problema medioambiental unido a la demanda creciente de energía reafirma que el modelo energético instaurado en los países desarrollados está en

conflicto con el tan preconizado “desarrollo sostenible” [5]. Es esta la razón, por la que hoy más que nunca, se fomenta una política energética basada en la diversificación de recursos energéticos mediante energías renovables (eólica, minihidráulica, biomasa, solar, térmica y fotovoltaica...). Estas energías renovables se suelen encontrar distribuidas a lo largo de la red, alejadas del esquema tradicional de un único punto de generación de forma piramidal, acercándose tanto física como virtualmente al punto de consumo, de ahí que se le llame Generación Distribuida (GD).

En la actualidad, el mayor crecimiento entre las tecnologías renovables corresponde a la tecnología solar fotovoltaica y, en concreto, a los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCRs). Estos SFCRs pueden estar integrados en edificios (en tejados, fachadas, otras cubiertas...) o instalados en el suelo. Esta segunda opción es la que más auge ha experimentado en los últimos años debido a la interesante subvención económica proliferando el término “huertos solares” para este tipo de instalaciones. No obstante, el último cambio regulatorio [6] ha hecho que la profusión de pequeños sistemas vuelva a tener importancia.

Por todo ello, se hace necesaria una caracterización de la interconexión de este tipo de GD en las redes de distribución/transporte que son de tipo tradicional y que fueron concebidas bajo una concepción centralizada de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

El sistema de interconexión entre la GDFV y las redes de los sistemas eléctricos de potencia poseen diferentes funciones [7]: sincronización, medida y monitorización, control, protección eléctrica, etc. El sistema de interconexión realiza de manera efectiva las funciones descritas cuando se definen con claridad sus requerimientos [7]. Estos requerimientos se pueden sintetizar como sigue:

- Requerimientos generales.
- Requerimientos de protección.
- Requerimientos de calidad de onda.

Con respecto a la protección eléctrica de la interconexión, esta protección permite a la GDFV operar paralelamente con el sistema eléctrico de potencia de área de forma segura y es considerada normalmente como el requerimiento técnico más importante que afecta al desarrollo de proyectos de generación FV [8].

Hasta hace muy poco tiempo, las plantas FVs conectadas a las redes de distribución

eran de pequeño tamaño y su nivel de penetración y potencia alcanzaba valores bajos. A esos niveles de tensión (BT y MT), cada operador de red desarrollaba sus propias normas y procedimientos operativos [9,10 - 12,13] y eran muy escasa la normativa específica para GDFV [14] al ser no necesaria por su escasa penetración en la red.

El aumento del nivel de penetración de GD, y particularmente de GDFV, fomentó la aparición de normas y reglamentos, tanto nacionales como internacionales, para regular este tipo de interconexiones a la red (GD [7,15 - 23]) o GDFV [24 - 30]). Sin embargo, el análisis de los requerimientos en relación con la protección de interconexión para GD y, particularmente para GDFV, refleja que son muy heterogéneos actualmente y tienen marcadas diferencias. Mas aún y lo que es peor, algunos requerimientos tienen grandes inconsistencias cuando son aplicadas a la GDFV por su diferencia tecnológica con respecto a otras tecnologías de GD.

En los últimos años, de resultas del rápido crecimiento de las tecnologías FVs y, de su incremento de penetración en las redes eléctricas, se han desarrollado sucesivas reformulaciones de los requerimientos de protección de interconexión, especialmente para adaptarlos a grandes plantas FV (GPFVs) [20].

También se han establecido requerimientos concretos para la interconexión de GDFV en el nivel de la red de transporte (AT o MAT) [31 - 34]. Estos requerimientos incluyen tanto aquellos relacionados con la protección de interconexión como la provisión de servicios auxiliares tales como el control de potencia activa o reactiva, y el apoyo de red dinámico para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia con altos niveles de potencia proveniente de GDFV.

Dentro de este contexto de protección de interconexión, hay una variedad importante de requerimientos, como por ejemplo el fenómeno de isla [35 - 39] y la capacidad de salto de falta FRT (Fault Ride Through) [40- 42]. De cualquier forma se ha prestado poca atención, en general, a los conflictos que surgen de la presencia significativa de GDFV en las redes de distribución y su efecto en las medidas de protección [35,43 - 46], las cuales han sido concebidas fundamentalmente para GD no específica [47,48].

De cualquier modo, aunque hay numerosas referencias que discuten estos asuntos, rara vez se proponen soluciones al respecto. Aunque se hace especial hincapié en desarrollar guías generales para la protección de interconexión de la GDFV [20], no existe un acercamiento generalizado.

Por todo ello, esta Tesis en vez de centrarse en los conflictos entre la protección de

interconexión de la GDFV y las protecciones de las redes de distribución/transporte, analiza la necesidad de un marco unificado de requerimientos eléctricos para la interconexión de la GDFV, desde el nivel de BT al nivel de AT/MAT que sean compatible con los conflictos anteriormente mencionados. También se subraya la importancia de seleccionar los requerimientos de protección precisos, que dependerán del nivel de tensión que nos ocupe.

Como segundo bloque de esta Tesis y como germen conceptual de la misma se estudian los conflictos que se producen en las protecciones de las redes de distribución y transporte cuando está presente la GDFV. Algunos de los conflictos más usuales han sido ampliamente estudiados en la literatura para GD [35,45,47,49] y para GDFV [43,44,46,48,50]. Estos conflictos con las protecciones implican lo siguiente:

- Modificación del nivel de corriente de falta.
- Falta de coordinación entre equipos de protección.
- Cierre en falso de interruptores de línea tras una falta.
- Islas no intencionadas tras un disparo no deseado de una protección de la interconexión.

Se han propuesto métodos prácticos efectivos, en la literatura sobre la materia, para estos conflictos para GD [35,51] y particularmente para GDFV [43,44,46,48,52].

De cualquier modo hay problemas, debidos a factores tales como los relacionados con la baja calidad de onda o los estados eléctricos resonantes, que no han sido debidamente estudiados o la han sido de manera muy somera [35]. El problema de la aparición de diferentes tipos de resonancia eléctrica en un inversor FV ha sido estudiado previamente en la bibliografía. El análisis de dicho fenómeno puede centrarse en lo siguiente:

- Reglas de control efectivas del inversor con filtros inductancia-capacitancia-inductancia que tengan en cuenta las resonancias del sistema en su conjunto [53- 55].
- Las condiciones de la resonancia eléctrica del sistema excitadas por los armónicos generados por el inversor FV cuando las capacitancias interactúan con las inductancias que se generan en el propio sistema [49,56 - 63].

En este sentido, en esta Tesis se describe un conflicto, no analizado hasta la fecha, en

las protecciones de las redes de distribución en MT que viene siendo observado desde la inclusión de GPFVs (LPVPs, Large Photovoltaic Plants en la literatura en lengua inglesa) en los sistemas eléctricos de potencia de las distribuidoras y que es causado por bajos niveles de calidad de onda y estados ferroresonantes, como se resolverá más adelante.

Este estudio se ha realizado en líneas de la red de distribución de *ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U.*, una compañía líder y con gran experiencia en la conexión de GPFVs a redes de distribución eléctrica [64]. En *ENDESA*, todas las líneas de MT tengan o no conectada GDFV, poseen la protección de corriente balanceada de fase PBC (relé 46), y tanto en esta compañía, como en otras del sector, se producen disparos intempestivos de dicha protección cuando se encuentran conectadas GPFVs en sus líneas de MT en ciertas condiciones de funcionamiento. Este fenómeno de malfuncionamiento de la protección sin embargo, no se observa en otros tipos de GD de naturaleza no FV.

Hasta el momento se desconocía la génesis del fenómeno ni tampoco se conocía una explicación plausible de dicho disparo intempestivo de la protección PBC. Esto ocasionaba cortes en el suministro que afectaban a la calidad de servicio suministrado por las distribuidoras a sus clientes y otros problemas asociados: económicos, técnicos, sociales, etc.

Se ha encontrado que la protección PBC ocasiona disparos intempestivos debido a un malfuncionamiento de ésta en condiciones concretas y debido a:

- Bajo nivel de la calidad de onda de la corriente inyectada por la GDFV a la red de distribución a bajos niveles de potencia, lo que ocurre especialmente cuando la generación comienza o termina, es decir al amanecer y atardecer.
- Cambios súbitos de la potencia inyectada a la red por parte de las plantas FVs a bajos niveles de potencia, que originan saltos inesperados a estados resonantes que poseen elevados niveles de corriente desequilibrada.

Para finalizar en esta Tesis Doctoral, se presenta un marco unificado para analizar sistemas trifásicos sujetos a distorsión de la onda y a ferroresonancia. Esto es útil a la hora de determinar cuantitativa y cualitativamente la extensión de estos fenómenos sobre los conflictos de la protección observados. Como caso práctico se analizan 3 casos reales en los que se produjo el malfuncionamiento descrito de la protección PBC y se discuten los problemas y las posibles soluciones a adoptar.

1.2. Objetivos y planteamiento de la Tesis

El objetivo de esta Tesis es analizar el impacto que los SFCRs ocasionan en la red eléctrica de distribución/transporte, y especialmente el fenómeno del disparo intempestivo, en redes de distribución de MT con GDFV conectada, de la protección PBC (ANSI 46, protección de secuencia negativa, protección de corriente balanceada o protección de fase abierta). Dicha protección se instala como un elemento de seguridad de las personas y equipos frente a caídas fortuitas de una de las fases al terreno. Se analizan los tres posibles causantes de dicho malfuncionamiento que es el origen de numerosos problemas de cortes de suministro en las redes de distribución eléctrica, y que son:

- Ferroresonancia.
- Armónicos de secuencia negativa.
- Corriente fundamental desequilibrada.

Los disparos intempestivos de líneas causan un grave impacto económico y social a las distribuidoras y transportistas de electricidad, de ahí el interés en la comprensión del fenómeno que hasta la actualidad no tenía mayor solución que anular dicha protección en líneas con GDFV conexas o, aumentar el periodo umbral de respuesta a niveles excesivos y alejados de su filosofía inicial de protección ya que no se conocía su génesis y causa hasta el momento.

Previamente al análisis del fenómeno del disparo intempestivo, se hace necesario un estudio del sistema de protección en los tres ámbitos involucrados, es decir, la propia generación, el sistema de interconexión y la red de distribución/transporte, basado en la normativa regulatoria general y la propia del sector FV.

El trabajo desarrollado en esta Tesis se ha planteado siguiendo el siguiente procedimiento:

- Revisión del estado del arte de la protección y la normativa asociada.
- Estudio de casos de disparo de la protección de fase abierta, PBC (relé 46) y sus posibles causas.

1.3. Estructura de la Tesis

La Tesis se ha estructurado en seis capítulos y cinco anexos. Este primer capítulo revisa el papel que juegan las energías renovables en el contexto energético mundial y

el estado del desarrollo de la tecnología solar FV, en concreto, los SFCRs. Además, sirve de prefacio al desarrollo de la Tesis Doctoral. A continuación, se exponen brevemente los objetivos específicos para el resto de capítulos:

- El Capítulo 2 caracteriza los niveles de interconexión de GDFV y, define de forma general los requerimientos que debe incluir un sistema de interconexión. Dentro de estos requerimientos, se centra detallando en qué consisten los requerimientos de protección. También se destaca la diferencia entre la protección del generador frente a la protección de interconexión y, de esta última frente a la protección de la red de distribución o transporte. El análisis de la sincronización entre red y GD y el estudio de isla no deseada es incluido también en el capítulo.
- El Capítulo 3 estudia en detalle los requerimientos de protección de interconexión para la GDFV en los tres niveles de tensión previamente establecidos (BT, MT, y AT-MAT). Así, se detallan los relés de protección que son necesarios. De igual forma, se hace también una revisión de los elementos de protección de red que existen en cada uno de los niveles, con el fin de diferenciar entre elementos de protección de interconexión frente a elementos de protección de red.
- El Capítulo 4 presenta los fundamentos teóricos acerca de ferroresonancia y desequilibrio, al ser causantes, como se concluirá en esta Tesis, del fenómeno de disparo intempestivo de la protección PBC (protección de fase abierta relé 46) en redes de distribución de MT con GDFV. Asimismo, se describirá el funcionamiento de dicha protección.
- El Capítulo 5 presenta, de entre los numerosos casos detectados de disparo intempestivo de la protección PBC, tres casos representativos de diferentes causas de dicho malfuncionamiento: ferroresonancia, armónicos de secuencia negativa y corriente fundamental desequilibrada.
- El Capítulo 6, conclusiones, sirve para exponer las principales aportaciones de la Tesis y la indicación de las futuras líneas de investigación relacionadas con el trabajo desarrollado.

Otra información adicional que sirve de complemento a los capítulos de esta Tesis, se presenta en los siguientes anexos:

- En el anexo 1 se presentan detalladamente las diversas topologías de redes en los distintos niveles de tensión, haciendo especial hincapié en la red de MT de España. También se describe las topologías de EE.UU., centrando la atención en el nivel de BT y MT como caso representativo de la normativa IEEE.
- En el anexo 2 se presenta en detalle el sistema de protección de red europeo frente al de EE.UU., como bases representativas a nivel mundial, fundamentalmente centralizado en la MT.
- El anexo 3 describe los tipos de faltas más usuales en la red que ocasionan disparos de protecciones de red.
- El anexo 4 detalla los requerimientos del apoyo de red dinámico para GDFV que se adivina como importante de cara al futuro.
- En el anexo 5 describe detalladamente la respuesta activa de la GDFV frente a las perturbaciones de frecuencia de la red de distribución y/o transporte.

Por último, se indica la bibliografía más relevante consultada para la elaboración del presente documento. Este documento concluye con un breve currículum vitae en el que se detallan las publicaciones internacionales relacionadas con la Tesis en las que ha participado el doctorando

CAPÍTULO 2

Caracterización de la interconexión con la red de la GDFV

La relación entre los distribuidores de electricidad con todos los usuarios del sistema eléctrico está normalmente reflejada en las normas y procedimientos operativos de las distintas compañías. El objetivo es asegurar una generación, transporte y distribución eficientes así como regular los derechos y responsabilidades de las entidades presentes en el complejo proceso de la distribución de energía.

En el pasado no existía una cantidad apreciable de GDFV comparado con la potencia total instalada, por eso las normas solían pasar por alto a la tecnología FV en sus requerimientos. Es a partir de los años 90 cuando se empieza a generalizar su uso, y se hace necesaria su armonización.

Desafortunadamente, el continuo cambio de las tecnologías y los requerimientos hacen necesaria una evolución continua que no siempre es acompañada de los cambios normativos y legislativos. Por ello un estudio como el de este apartado es útil de cara a:

- Reducir o solventar controversias entre los operadores de la red y los productores de GDFV.
- Obtener un conocimiento de los requerimientos existentes de cara a los fabricantes, para que sean capaces de desarrollar nuevos hardware y software

acorde con el estado del arte.

- Tener un conocimiento general de las distintas operativas y filosofías dependiendo de los países y reguladores.

2.1. Esquemas de interconexión con la red para la GDFV

En relación con los requerimientos de protección, la GDFV puede ser clasificada en dos categorías principales [7,8,24]:

- Uno o varios inversores FV directamente conectados a la red de BT de distribución (Figura 2.1). Esta configuración tras los cambios normativos [6,65] se ha impuesto como la más usual en la GDFV en España.
- Planta FV (0,5–40 MW) formado por numerosos inversores FV conectados juntos y distribuidos sobre una superficie de algunos kilómetros cuadrados con un punto de conexión común (PCC) individual en la red troncal de distribución en MT (Figura 2.2) o en un sistema de transmisión/subtransmisión (Figura 2.3). Estas configuraciones están desapareciendo debido a su poca operatividad de cara al consumo “just in site”, es decir en el propio lugar de consumo, que necesitan las distribuidoras ya que debido a la gran superficie que se necesita y el elevado precio del terreno en las zonas urbanas y semiurbanas, se ubican en zonas muy despobladas y alejadas de las zonas urbanas o industriales de consumo, necesitando de líneas de gran longitud con las consecuentes pérdidas, y costo asociado a su instalación y mantenimiento.

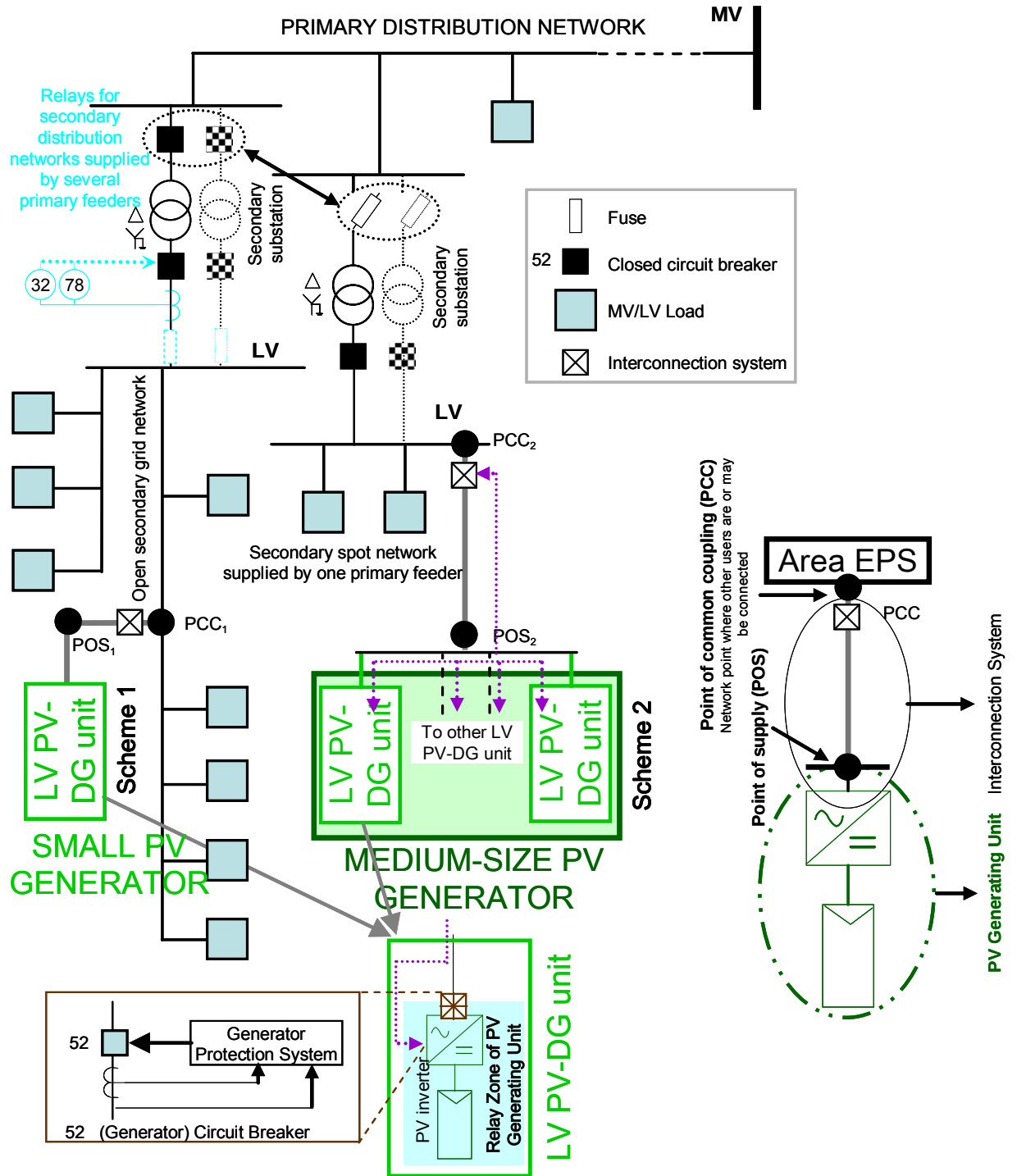


Figura 2.1. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel BT².

[2] La nomenclatura de esta figura y siguientes aparece en inglés con el objetivo de ser una copia literal de cómo aparecen en los artículos generados en esta Tesis.

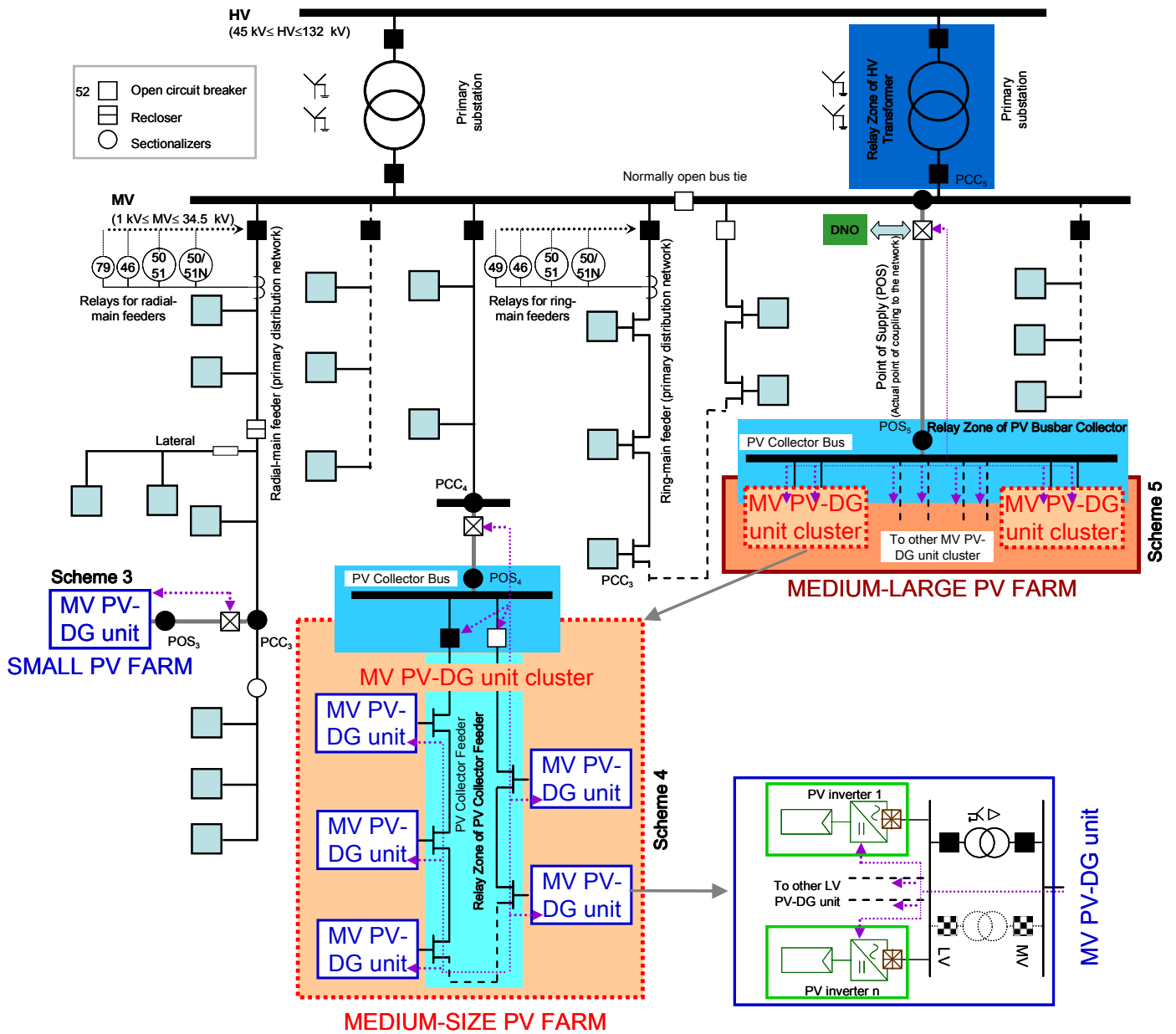


Figura 2.2. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel MT.

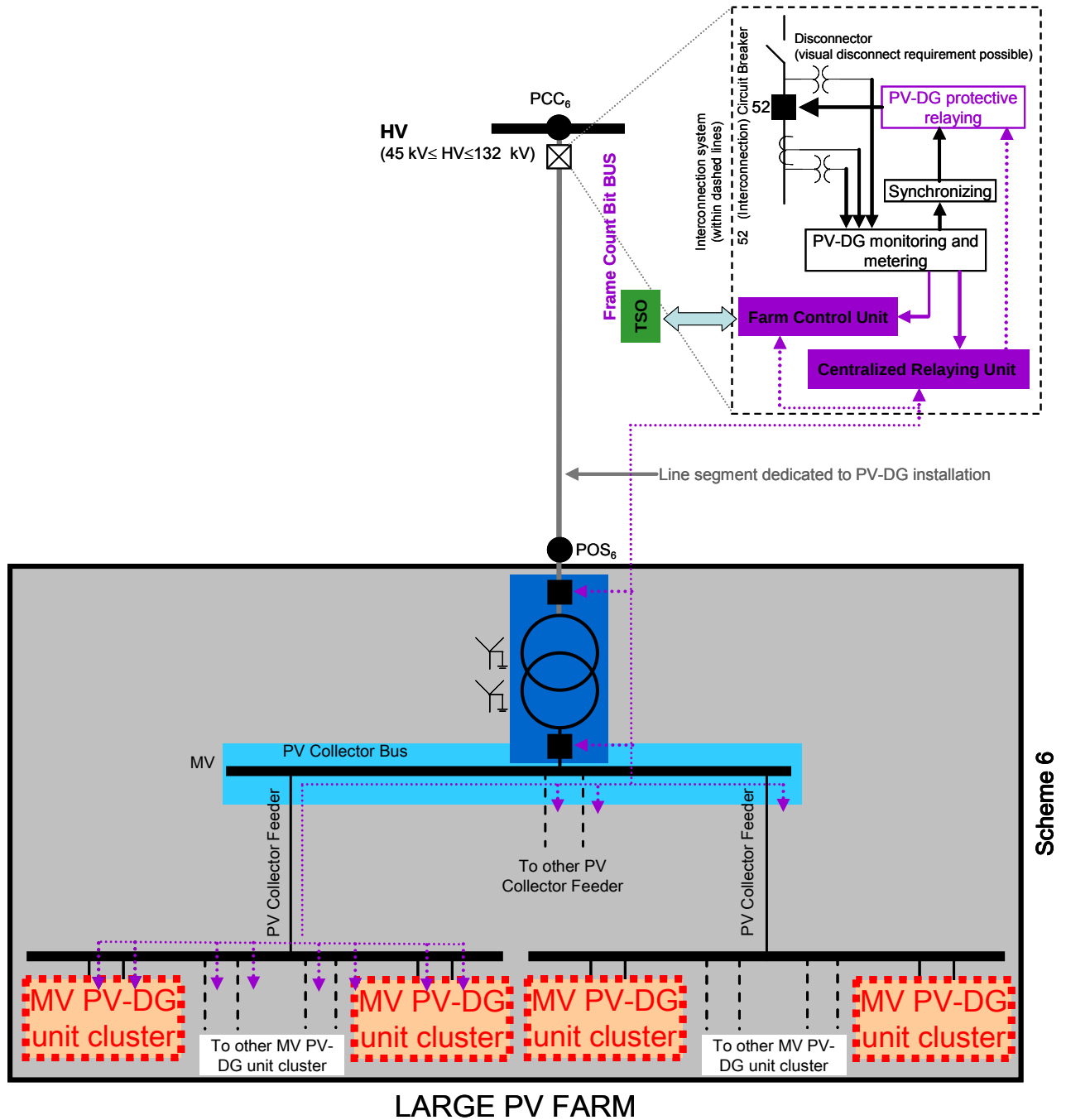


Figura 2.3. Esquemas de interconexión con la red de la GDFV en el nivel AT y MAT.

La interconexión de GDFV en el sistema eléctrico de potencia puede ser realizada en baja tensión, media tensión o en alta tensión dependiendo de la potencia de salida (Tabla 2.1).

Nivel de tensión/tipo de red o sistema	Tipo de GDFV	Máxima capacidad GD exportada a través del PCC	Potencia transmitida
MT/red distribución secundaria	Plantas FVs pequeñas o medianas	400 V: 100-500 kW ^[17,19,20,66] < 50% potencia línea BT ^[9,11,17]	hasta $\approx$ 300 kW
MT/red distribución primaria (MT $\leq$ 34.5 kV)	Plantas FVs pequeñas, medianas o medio-grandes	10 kV: 2-5 MVA ^[9,66] 15-20 kV: 5 MVA ^[7,9,21] 25 kV: 8.5 MVA ^[7] 30-34.5 kV: 8-10 MVA ^[7,9,66] < 50% potencia línea/transformador_MT ^[9,17]	hasta $\approx$ 4-16 MVA
AT/red de subtransporte (red AT o red AT en el transformador de subestación (45 kV $\leq$ AT $\leq$ 132 kV))	Plantas FVs grandes	66 kV: 15 MVA ^[9,10] 63-90 kV: 100 MVA ^[113] 132 kV: 40 ^[9] -50 ^[110] -260 ^[112] MVA	hasta $\approx$ 10-40 MVA
MAT/red transporte (MAT $\geq$ 220 kV)	Plantas FVs grandes	220 kV: 250 MW ^[113] ; >40 MW ^[9] 220, 400 kV: < 5% potencia de cortocircuito de la red ^[77]	

Tabla 2.1. Reglas generales para la selección del nivel de tensión/tipo de red para el PCC de acuerdo a la potencia de la GDFV.

La mayoría de la GDFV de tamaño pequeño están normalmente conectadas en BT (Figura 2.1 esquemas 1 y 2). La GDFV de mayor tamaño está conectada a la red de distribución en el nivel de MT e incluso a AT (Figura 2.2, esquemas 3 a 6). Habitualmente, las plantas FV más pequeñas (Figura 2.1 esquema 3) cuentan con varios inversores y sus propios transformadores BT/MT (de ahora en adelante sistema GDFV MT). Éstos están conectados a la red de distribución más cercana.

Las plantas FV de mediana potencia (Figura 2.2, esquema 4), en aras de evitar las numerosas pérdidas en BT, se conectan en MT a través de líneas de evacuación comunes. Existen diversas topologías para dichas líneas de evacuación: radiales, radiales bifurcadas, alimentación-subalimentación o alimentación cerrada. Cada una de ellas tiene sus ventajas y sus inconvenientes.

Las plantas FV de tamaño medio-grande (Figura 2.3, esquema 5) compuestas de varias agrupaciones de GDFV MT están conectadas directamente a la barra de MT.

Las plantas FV de gran potencia (Figura 2.3, esquema 6) normalmente se conectan en AT y MAT por lo que necesitan de una subestación propia dedicada para inyectar la energía producida. Normalmente además, se suele dar el caso de que estas plantas se encuentran en lugares bastante alejados del consumo por las grandes extensiones de terreno que necesitan y el precio del terreno. Por tanto, en aras de minimizar pérdidas de energía, se recomienda el uso de tensiones cada vez más altas.

2.2. Funciones del sistema de interconexión

El sistema de interconexión se define como el sistema donde la GDFV se conecta eléctricamente al sistema eléctrico de potencia de área. Las funciones que pueden ser incluidas en el sistema de interconexión son [7]: protección eléctrica ante faltas, sincronización, medida, monitorización y especialmente el control de la GDFV (funciones que afectan a la conexión/desconexión de la planta y control de la tensión, frecuencia y potencia inyectada a la red). Estos requerimientos técnicos pueden ser catalogados en tres grupos genéricos:

- Requerimientos generales: Los relacionados con la sincronización, monitorización, puesta a tierra, y regulación de tensión.
- Requerimientos de calidad de onda: Relacionados principalmente con la distorsión armónica en DC y flicker. Un detalle más específico de requerimientos puede ser revisado en [67].
- Requerimientos de protección. Relacionados con la respuesta de la GDFV en condiciones de funcionamiento anormal o en isla.

2.2.1. Requerimientos generales: Los relacionados con la sincronización, monitorización, puesta a tierra, y regulación de tensión.

La conexión de al menos dos sistemas eléctricos de potencia requiere que ambos estén sincronizados antes de ser interconectados en paralelo. Un fallo en la sincronización puede ocasionar distorsión en el nivel de tensión que puede ser fatal para otros elementos de la red tales como consumidores. También pueden ocasionar disparos de protecciones y ocasionar graves daños en el sistema del distribuidor.

El daño en el instante de la interconexión se debe a la variación brusca en la frecuencia y tensión respecto al valor normal previo a ella. La distorsión en el sistema eléctrico de potencia se debe a la gran variación de la carga eléctrica ocasionada por la deriva de la potencia en el generador. En otras palabras, en el instante de la interconexión, el valor de la frecuencia y de la tensión de la GD debe ser el mismo que el del sistema eléctrico de potencia del área.

La magnitud de la distorsión que puede ocasionar la GD está relacionada con el tamaño de ésta en relación con el sistema eléctrico de potencia; así los requerimientos de sincronización para grandes GDs son mayores que para los pequeños. La frecuencia de la potencia generada debe estar en unos márgenes específicos relacionados con el

sistema eléctrico de potencia. Estos márgenes, magnitud y fase vienen determinados ampliamente en la normativa [7].

El proceso de sincronización normalmente es automático, y no manual, para prevenir posibles daños a las personas. La frecuencia se ajusta automáticamente con la intervención de un comprobador de sincronismo que ajusta la frecuencia de la GD con la del sistema eléctrico de potencia. Una vez están cerca los valores, sin ser idénticos, la forma de onda de la tensión varía lentamente dentro y fuera de fase. Cuanto más pequeña sea la diferencia entre frecuencias más pequeña será la variación de la diferencia del ángulo de fase entre ambas señales y más tiempo se encontrarán en la ventana de sincronización, que es el periodo de tiempo en el que la fase está dentro de un más/menos ángulo de fase requerido. Si la diferencia de frecuencias es grande, no se encontrarán en la ventana de sincronización suficientemente para que la conexión se haga efectiva y no se producirá la interconexión.

En general, la GD debe operar en paralelo con el sistema eléctrico de potencia sin afectar significativamente la tensión o la frecuencia. Esto podría afectar a la tensión del sistema eléctrico de potencia simplemente cambiando el nivel de carga del sistema en un punto específico, pero en aras de cumplir lo dispuesto en [1], la GD no debe regular o controlar la tensión del sistema eléctrico de potencia salvo casos específicos.

En cuanto a la medida y monitorización, todas las instalaciones de GDFV cuentan con una medida en base a la tarificación de la comercializadora eléctrica de la zona y con unas instalaciones de control dependiendo de su tamaño y tecnología. Hay tres grupos interesados en estos datos que son:

- El propietario/explotador de la planta, por el rendimiento económico de la inversión.
- El operador de la planta, desde el punto de vista técnico de eficiencia, mantenimiento y reparaciones.
- El distribuidor eléctrico de la zona por la operación del sistema y en orden de prevención de malfuncionamientos y de la normal operación de la red.

2.2.2. Requerimientos de calidad de onda: Relacionados principalmente con la distorsión armónica, DC y flicker

Uno de los aspectos esenciales en el suministro de energía eléctrica que en los últimos años ha incrementado fuertemente la atención tanto de los técnicos como de los

consumidores ha sido la calidad de suministro eléctrico. La liberalización del mercado eléctrico y el incremento estable de la penetración de la GD de origen renovable, favorecida por un marco regulatorio y político propicio [65], son los dos puntos claves que han determinado el interés creciente en la calidad de suministro asociada a la generación eléctrica de origen renovable [7,64].

Por un lado, las aplicaciones modernas de la energía eléctrica son más y más sensibles a perturbaciones de calidad de suministro. Tanto los consumidores como los operadores del sistema han tomado conciencia de que la fiabilidad y la operación eficiente de las redes eléctricas y del equipamiento eléctrico final pueden ser garantizadas solo basándose en un elevado nivel de calidad de suministro. Es este entorno el que ha propiciado la consideración de la energía eléctrica como un producto, a la cual, como cualquier producto hay que exigir una calidad.

Por otro lado, el efecto de las perturbaciones de calidad de suministro eléctrico asociadas a generadores basados en energías renovables debe tenerse en cuenta, en particular, en escenarios con una elevada tasa de penetración de la GD de este origen.

Una mayor integración de instalaciones de generación distribuida en la red puede conllevar un deterioro de la calidad de suministro en estas redes. Por tanto, garantizar la calidad de suministro asociada a las energías renovables es de crucial importancia para el futuro desarrollo del sector.

Hay numerosas definiciones del término *calidad de suministro*. No obstante, todas ellas llevan asociados dos aspectos esenciales [68]:

Continuidad de alimentación: disponibilidad de energía y su afectación por interrupciones. Existen diferentes índices para su valoración como: TIEPI, NIEPI...

Calidad de la onda de tensión: la energía eléctrica se suministra a través de un sistema trifásico de tensiones. Una perfecta calidad de onda implica que la tensión sea equilibrada, puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante.

Por tanto, la calidad de onda de tensión está afectada por distorsiones en la forma de onda respecto a una onda de tensión sinusoidal ideal. Las distorsiones que modifican la amplitud de tensión pueden ser agrupadas en: transitorios, impulsos, fenómenos oscilatorios y variaciones de corta o larga duración (interrupciones, huecos de tensión o intervalos de sobretensión (dependiendo de la magnitud de la variación). Las distorsiones que modifican la forma de onda se agrupan en: offset de continua,

armónico, interarmónico, muecas de tensión, ruidos y fluctuaciones de tensión.

Finalmente existen distorsiones que afectan al desequilibrio de tensión o variación de la frecuencia, tales como flicker. Se entiende por flicker [7,69,70] las molestias causadas en el ojo humano debido al cambio de brillo en tubos de descarga de iluminación (oscilaciones entre 0,5 y 30 Hz) por fluctuaciones apreciables del modulo de tensión ($<\pm 10\%$) (cíclicas o aleatorias). La severidad de este fenómeno se evalúa utilizando dos índices de flicker uno a corto (P_{st}) y otro a largo plazo (P_{lt}).

2.2.3. *Requerimientos de protección.*

2.2.3.1. **Protección. Generalidades**

El crecimiento de los sistemas eléctricos fue generando unas necesidades auxiliares, entre las cuales se incluyen los sistemas de protección. Algunas de las faltas que activan dichas protecciones se pueden consultar en el anexo 3. La clasificación de los sistemas de protección que fija sus etapas de evolución es la siguiente [71,72].

2.2.3.1.1. Sistemas de protección directos

Son todos aquellos sistemas en los cuales el elemento de medida es, el mismo que el de corte (o está incorporado en él) y la magnitud que hay que controlar, normalmente la intensidad, se aplica a la protección sin ningún tipo de transformación. Entre estos sistemas están los siguientes:

- **Fusibles:**

Es el método de protección más antiguo de todos los utilizados. Se basa en el incremento de temperatura que sufre un conductor al ser atravesado por una intensidad. Se calibran de forma que el conductor se funde cuando es atravesado por una intensidad prefijada, interrumpiendo el circuito. Los fusibles son económicos y son capaces de eliminar elevadas corrientes de cortocircuito en tiempos inferiores a los 5 ms. No obstante, posee desventajas como poca precisión, envejecimiento, etc. que hacen que en la actualidad su uso quede restringido a circuitos de baja tensión y a derivaciones de líneas y equipos de pequeña potencia de la red.

- **Relés directos:**

Al igual que los fusibles, protegen contra cortocircuitos. Consisten en una bobina en serie con la entrada del elemento de protección, y que por tanto, está recorrida

por la intensidad a controlar. En el momento que, por incremento de la intensidad, aumenta la fuerza del campo electromagnético generado en la bobina y supere la de un muelle antagonista que tiene el aparato, se produce el disparo (desconexión) del elemento de protección o se desenclava un sistema de relojería que produce este disparo con un cierto retraso, según el modelo del relé que se trate.

2.2.3.1.2. Sistemas de protección indirectos

Son aquellos en los que las magnitudes que hay que controlar (tensión, intensidad, temperatura) se transforman en valores normalizados antes de inyectarse al relé de protección. En general estos sistemas son más costosos que los directos, al requerir además de la protección propiamente dicha, de transductores y elementos de corte. Sin embargo, con su aparición el concepto de protección alcanza su plenitud. Los principales tipos son:

- Sistemas electromagnéticos:

La información suministrada a los relés en forma de intensidad o tensión es transformada por éstos en una fuerza capaz de cerrar unos contactos que establecen la continuidad en el circuito de disparo. Según su construcción, los podemos clasificar en:

- Émbolo o armadura articulada.
- Disco de inducción.
- Copa o cilindro de inducción.

- Sistemas de bobina móvil:

Ocupan una posición intermedia entre los equipos electromagnéticos y los electrónicos. Poseen algunos elementos electrónicos tales como diodos, resistencias y condensadores, pero la medida se efectúa aun electromagnéticamente por medio de un dispositivo de medida polarizado de cuadro móvil. Este sistema mide por integración los valores medios de la magnitud de entrada. La rapidez de este sistema es superior al electromagnético, y su consumo y tamaño son inferiores.

- Sistemas de electrónica convencional:

Este sistema mide por integración los valores instantáneos de la magnitud de

entrada. La aplicación de la electrónica al campo de los sistemas de protección ha permitido desarrollar una nueva gama de tipos de protección, así como mejorar sus características de funcionamiento, tanto en precisión como en rapidez como asimismo en fiabilidad y duración. Otra novedad es la construcción modular de los equipos, lo que ha permitido reducir el volumen y simplificar el diseño al existir módulos de funciones específicas que se pueden utilizar para diversos tipos de protección.

- **Sistemas electrónicos digitalizados:**

Con la aparición de los primeros microprocesadores, a finales de los años sesenta, los fabricantes de protecciones comenzaron a diseñar sistemas basados en microprocesadores y a aprovechar los desarrollos en tecnología de comunicaciones por fibra óptica que transmiten gran cantidad de información a alta velocidad.

La diferencia fundamental entre las protecciones digitalizadas y las electrónicas es que las segundas realizan las medidas de manera analógica, mientras que las digitales la realizan por medio de unos algoritmos que operan con los valores instantáneos de la señal de entrada. Para ello es necesario disponer de una unidad que realice un muestreo de esta señal y de un convertidor analógico-digital.

Las principales ventajas que presenta la introducción de los microprocesadores en estos sistemas son:

- Facilidad para incorporar autodiagnósticos y funciones automáticas de inspección, lo cual presenta una gran mejora en la fiabilidad y la seguridad. La supervisión continua permite la verificación de los circuitos de la CPU (Central Processing Unit o unidad central de proceso), memorias, dispositivos de ajuste y elementos de entrada y salida.
- Mejora de características. La complejidad de los sistemas eléctricos requiere unas sofisticadas características en los equipos de protección que implican una gran cantidad de hardware cuando se utilizan relés convencionales y en el caso de relés digitales, la consecución de una característica determinada es sólo problema de software.
- Mejora de la flexibilidad y la aplicación. En los relés de protección digitales las funciones del relé son realizadas en la medida de lo posible por software, y por

tanto se pueden normalizar varios tipos de relés que tengan idéntico hardware.

- Reducción del conexionado entre equipos. La utilización de microprocesadores posibilita la realización de sistemas jerarquizados en las que las tradicionales uniones entre equipos que precisan un conductor para cada una de las señales, se sustituyen por comunicaciones en serie en las que un solo par de conductores pueden transmitir la totalidad de la información.

2.2.3.2. Requerimientos relacionados con la respuesta de la GDFV en condiciones de funcionamiento anormal o en isla

Uno de los problemas más importantes encontrados en la GDFV es la potencial formación de islas que pueden mantener la energización incluso en faltas del sistema eléctrico de potencia. Hay una gran diversidad de métodos, que normalmente se clasifican en [73 - 75]:

- Pasivos:

Este tipo radica fundamentalmente en los inversores y esta basado en la monitorización de ciertos parámetros característicos en el PCC. El método anti-isla desconecta el inversor de la red a la que esta conectada cuando el parámetro de seguimiento se sale de los márgenes determinados en el tarado previo. Los principales son [73]:

- OVP/UVP (Over Voltage Protection / Under Voltage Protection): controla el valor de la tensión en el PCC.
- OFP/UFPP (Over Frequency Protection / Under Frequency Protection): controla la frecuencia de la señal en el PCC comparándola con el valor determinado.
- Detección de distorsión: controla el indicador *THD* (*Total Harmonic Distortion* o *distorsión armónica total*) en el PCC y la compara con los rangos del tarado.
- Salto de fase: controla si se ha producido un salto de fase en cada ciclo del ángulo entre tensión y corriente en el PCC.

- Activos:

Los métodos activos también residen en el inversor como los anteriores, pero introducen cambios o distorsiones deliberadas en la salida de corriente alterna

(AC). Ciertos parámetros son monitorizados en el PCC para detectar si la GDFV funciona en isla o conectada a la red. Si la inestabilidad introducida por el inversor FV afecta a la red AC en mayor grado que el determinado las protecciones de tensión y/o frecuencia, se desconecta la generación del sistema.

La respuesta de este método es más rápida y efectiva que la de los métodos pasivos, reduciendo la zona de no detección (NDZ, No Detection Zone), en la cual la planta sigue energizando a pesar de la desconexión de la red del sistema eléctrico de potencia. Esta NDZ depende de las cargas locales, si la potencia consumida por estas cargas es similar a la energía generada mayor es el riesgo de isla, al igual que cuando la frecuencia resonante de la carga local se acerca a la frecuencia del sistema eléctrico de potencia.

Los más usados son [73]:

- Medida de impedancias: introduce cambios en la corriente inyectada para comprobar la variación de la tensión en el PCC.
- Desplazamiento de frecuencia anexo: el ángulo de referencia entre tensión y corriente en el PCC esta programado como una función de la frecuencia/tensión del ciclo inmediatamente anterior.
- Desplazamiento de frecuencia activo: introduce una corriente con una frecuencia ligeramente superior que la de la tensión en el PCC.
- Desplazamiento de frecuencia *Sandia*: similar a la anterior, pero utiliza una formula diferente para generar la frecuencia de la corriente.
- Desplazamiento de tensión: este método aplica un feedback a la tensión del PCC, dando lugar a una corriente proporcional al valor del tensión.
- Salto de fase: origina saltos de fase cada cierto número de ciclos y examina que la señal de tensión refleja.
- Desplazamiento de fase automático: introduce un retraso permanente entre tensión y corriente cada 10 ciclos.
- Variación de potencia reactiva: basado en el cambio permanente de la energía inyectada en el sistema eléctrico de potencia.

- Sistemas complejos: sistemas complejos que usan diversos métodos tales como OVP/UVP, OFP/UFP y medida de impedancias, dependiendo de distintos marcadores evalúan la desconexión.
- Otros sistemas basados en sistemas de telecomunicación.

2.3. Protección del generador frente a la protección de interconexión.

La protección de la interconexión proporciona la protección eléctrica que permite a la GDFV operar de forma segura en paralelo con el sistema eléctrico de potencia de la compañía distribuidora. Su funcionalidad es triple:

- Detección de pérdida de red (LOM, Loss of mains) [7].
- Protección del sistema eléctrico de potencia de la compañía frente al daño causado por la corriente de falta suministrada por la GDFV en las faltas del sistema eléctrico de potencia de la compañía.
- Protección del sistema eléctrico de potencia de la compañía pero en casos de cierres de línea en modo automático.

Por todo ello la protección de la interconexión debe operar en cortocircuitos, sobrecargas, subtensiones y sobretensiones, subfrecuencias y sobrefrecuencias y debe prevenir el cierre fuera de fase y la alimentación de una línea en desconexión de la GDFV.

La estructura de protección de interconexión y los ajustes asociados varían ampliamente dependiendo de factores tales como: tipo y tamaño de la GDFV, PCC del sistema eléctrico de potencia (nivel de tensión), configuración del transformador de interconexión y esquema general de protección de la red. En general, el nivel de potencia es más importante que el tipo de GD [7].

Los requerimientos de protección de interconexión para GD, y particularmente para plantas FV de pequeña o mediana potencia, están establecidos por los operadores de la redes de distribución (DG [9 - 13] ó GDFV [14]) y reglamentos o normas estatales (GD [7,15 - 22] ó GDFV [24 - 31]). Para plantas FV de gran tamaño (en el rango de 5 a 20 MVA) los requerimientos de interconexión están integrados en la protección del sistema de transmisión de la compañía (GDFV [31 - 34] o GD [76 - 82]).

Los requerimientos de protección de interconexión deben cumplirse en el PCC,

aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos puedan estar localizados físicamente en otro lugar [7,25]. Por ejemplo en inversores FV, estas funciones de protección están incluidas dentro del software/hardware de control. La mayoría de los operadores de la redes de distribución requieren que las protecciones estén localizadas en el PCC (Figura 2.1 a 2.3).

La protección del generador está normalmente instalada en el lado particular del PCC (Figura 2.1). Esta protección protege de faltas internas, condiciones de operación anormales (por ejemplo corrientes desequilibradas), y al daño de la GDFV frente a la reconexión del sistema eléctrico de potencia si la coordinación de reenganche no es alcanzada.

Tanto la legislación como los operadores de la redes de distribución dejan la responsabilidad a los propietarios de la GDFV para seleccionar la protección que ellos consideran adecuada con el objetivo de proteger su inversión financiera [83]. Sin embargo últimamente la tendencia de los operadores es obligar la instalación de protecciones, en muchos casos redundantes mediante procedimientos específicos.

La protección de la red de distribución puede ser necesaria para el cumplimiento de otros códigos y normas tanto estatales como de compañía distribuidora.

2.4. Protección eléctrica para la interconexión con la red de la GDFV

Los requerimientos de protección eléctrica están fundamentalmente destinados hacia la protección del sistema eléctrico potencia de forma que su equipamiento no sea dañado por la GDFV y el personal encargado del mantenimiento y explotación no esté sometido a riesgos de seguridad laboral [7]. Estos requerimientos se centran en:

- Comportamiento de la GDFV bajo faltas en el sistema eléctrico de potencia de área.
- Coordinación entre las prácticas de reenganche del operador de la red de distribución y la GDFV.
- Reconexión de la GDFV al sistema eléctrico de potencia de área.

2.4.1. Detección de faltas en el sistema eléctrico de potencia de área y aislamiento de la GDFV

El sistema de interconexión de la GDFV debe detectar y responder a faltas o condiciones subsiguientes anormales, potencialmente peligrosas, (por ejemplo

funcionamiento en isla no deseado), que ocurran en el sistema eléctrico de potencia de área. Este sistema tiene principalmente dos métodos para detectar las condiciones previas. Ambos métodos se basan en el hecho de que una falta reduce o desequilibra la impedancia del sistema aparente.

En el primer método, la reducción de impedancia es indicada por una sobreintensidad en el PCC (detección local) o en cualquier otro punto (detección remota). El objetivo de protección para este método es la detección retroalimentada de la falta.

Para el segundo método, sin embargo, la reducción de la impedancia se muestra mediante una disminución del nivel de tensión en el PCC. El objetivo para este otro método es la detección LOM.

Existen otros métodos que combinan sobreintensidad restringida por tensión o sobreintensidad controlada por tensión son menos usuales que los anteriores.

Los métodos de detección de faltas del sistema eléctrico de potencia de área que usan principios de sobreintensidad no son efectivos para GDFV debido a su incapacidad para producir o sostener su contribución a la corriente de falta de manera significativa durante las condiciones de falta del sistema eléctrico de potencia de área [30,35,36,38,43,46,48,84]. Solo los inversores autoconmutados pueden suministrar una corriente de falta constante durante un tiempo lo suficientemente extenso, pero su nivel (1,2-1, 5 veces la corriente asignada) es insuficiente para hacer disparar la protección de sobreintensidad.

Por lo tanto, los medios primarios para detectar faltas del sistema eléctrico de potencia de área o las condiciones anormales de operación con GDFV deben basarse en métodos LOM pasivos, es decir detección de la falta basada en tensión (relés sub/sobretensión 27/59 y relés sub/sobrefrecuencia 81).

Consecuentemente, la mayoría de los reglamentos estatales y normas de GDFV [9,20,24,25,27,29,34] fijan que cuando ocurre una falta o una condición de isla no deseada subsiguiente que origina una variación más allá de los límites para los parámetros monitorizados de la GDFV (Tabla 2.2), el sistema de interconexión deberá desconectar la planta del sistema. Este requerimiento es usual también para el resto de tecnologías GD distintas de la generación FV (Tabla 2.3) [7 - 12,15,17 - 22,76,79]. Sin embargo, en caso de que falta no cause una variación significativa de la tensión o la frecuencia en el PCC, no es obligatoria la desconexión de la GDFV.

El objetivo primario de la protección de subtensión rápida es detectar faltas severas mientras que el de los relés de sobretensión/subtensión y frecuencia es detectar comportamientos de entrada en modo “isla” no intencionados.

Por otro lado, el objetivo de la protección retardada es evitar disparar durante perturbaciones de corta duración para que la GDFV mantenga la energización del sistema en zonas de gran penetración de este tipo de generación y así evitar cortes de suministro que afecten a la calidad de suministro de los clientes.

Los puntos de ajuste de frecuencia y tensión al igual que los tiempos de desconexión de GD y GDFV difieren significativamente en las Tablas 2.2 y 2.3 ya que cada operador de la red de distribución o transporte debe acomodarse a las características específicas del sistema eléctrico de potencia de su área.

No obstante, para GDFV conectada a las redes de BT o MT, el ajuste general del tiempo de desconexión de 0.3 s (Tabla 2.2) es el idóneo para evitar la entrada en modo isla, mediante su detección previa, así como la desconexión rápida de la GDFV en MT antes del reenganche rápido (a unos 0.3 s desde el inicio de la falta).

Además, la duración de los huecos debido a faltas en alimentadores próximos (0.15 s) con relés de sobreintensidad instantáneos de fase (50), no genera disparos molestos. Los tiempos de desconexión rápidos pueden incrementar los disparos molestos si se usan relés de sobrecorriente (51) estando la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en riesgo. En el nivel de AT-MAT, un ajuste menos sensible, esto es un tiempo de desconexión de 2.5 (1.5) s para la protección de interconexión (unidad de generación FV) (Tabla 2.2, Figura 3.5) es sugerido con el objetivo de mantener la capacidad de generación de generación distribuida FV en operación durante perturbaciones críticas (huecos de tensión debido a faltas eliminadas por un relé 51) que no amenacen la estabilidad del sistema eléctrico de potencia de área.

Para la detección específica de faltas a tierra, la configuración del bobinado del transformador que conecta la GDFV al sistema eléctrico de potencia es la que determina los medios que pueden ser usados. Si se cuenta con transformadores de interconexión con los primarios en modo flotante (delta a tierra- estrella o estrella flotante-delta), estos no contribuyen a las faltas a tierra de manera directa así que se requiere el uso transformadores de tensión primarios para detectar una falta a tierra del sistema eléctrico de potencia, por ejemplo un relé de sub/sobre tensión de secuencia cero o neutro (27G/59G).

Si se tiene transformadores de interconexión con los primarios conectados a tierra, éstos sólo originan una corriente de falta a tierra en el sistema eléctrico de potencia de área si hay una fuente de tierra conectada al lado de la GDFV del transformador. En este caso una detección en sentido inverso de falta de bajo nivel es aplicable a la GDFV usando un relé de sobreintensidad temporizado de tierra (51N) o un relé de sobreintensidad direccional de tierra (67N).

	Orden 5/9/1985 ^[17]		IEEE 1547-2 ^[7]		Norma Enel ^[11,12]		ER G59/2-1 ^[21]		Norma Iberdrola ^[5]		Norma Endesa ^[9]		
Límite potencia	≤ 100 kVA (BT) ^[e] ≤ 10 MVA (MT)		≤ 10 MVA (MT)		< 50 kW (BT)		≤5 MW (MT, AT)		< 100 kVA (BT) ≤ 15 MVA (AT)		< 100 kVA (BT) ≤ 8 MVA (MT) ≤ 40 MVA (AT) > 40 MVA (MAT)		
Nivel Tensión	BT 11kV ^[k] ≤MT≤ 30kV		4 kV ^[k] ≤ MT< 34.5 kV		BT 8.4 kV ^[k] ≤MT≤ 30 kV		6.6 ^[k] kV ≤MT≤ 20 kV AT = 132 kV		BT 11 ^[k] ≤ MT≤30kV AT ≤ 66 kV		BT 11 kV ^[k] ≤ MT ≤ 30 kV 45 kV ≤ AT ≤ 132 kV MAT = 220 kV		
	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	
BT	V<85% 110%<	0.50 0.50	V<50% 50%≤V<88% 110%<V≤120% 120%<V	0.16 ^[g] 2.00 ^[g] 1.00 ^[g] 0.16 ^[g]	V<80% 120%<V f< 98/99.4% 100.6/102%<f	0.10 0.20 0.10 0.10	V<90% 110%<V f<94% 94%≤f<95% 103%<f≤104% 104%<f	0.50 ^[h] 0.50 ^[h] 0.50 ^[h] 20 ^[h] 90 ^[h] 0.50 ^[h]	V< 85% 110%<V f<98% 102%<f	0.50 ^[c] , 0.60 ^[d] 0.50 ^[c] , 0.60 ^[d] 0.20 0.20	V<85% 110%<V f<98% 102%<f	0.1-1 ^[d,e] , 0 ^[c] 0.1-1 ^[d,e] , 0 ^[c] 0 ^[d,e] , no definida ^[c] 0 ^[d,e] ,no definida ^[c]	
MT					f<98% 102%<f	0.50 0.50	f ^[i] <98.8% 100.8%<f ^[i] f ^[b] < 95.0% 100.8%<f ^[b]	0.16 0.16 0.16 0.16					
AT							V<90% 110%<V f<94% 94%≤f<95% 103%<f≤104% 104%<f	6.00 6.00 6.00 20 90 6.00					
MAT													
Anotación:	[a] Tiempo de desconexión [b] GD > 30 kW [c] BT [d] MT [e] Nivel requerido por el RD 1663/2000 [29]						[g] Tiempo max. desconex. (GD ≤ 30 kW); Tiempo de desconex. por defecto (GD > 30 kW) [h] DG < 150 kVA [i] De acuerdo con ER G47 [k] El valor típico mas bajo						

Tabla 2.3. Respuesta de la GD a frecuencias y tensiones anormales en el nivel de BT, MT y AT-MAT.

2.4.2. Coordinación entre las prácticas de cierre del operador de la red de distribución y la GDFV

La fiabilidad de la alimentación eléctrica en las redes primarias de distribución aérea, operada radialmente, se mejora mediante el cierre del dispositivo que interrumpe las faltas que duran un intervalo muy corto, más conocido como renganche rápido.

La mayoría de las faltas son temporales (avifauna, ramas de arbolado, etc.) de ahí la importancia del reenganche ya que afecta en gran medida a la fiabilidad de las compañías distribuidoras [7]. El tiempo de restauración de la alimentación es crucial en el sistema eléctrico de potencia dependiendo en gran medida de su topología [85].

Algunos operadores de las redes de distribución emplean también el cierre en líneas subterráneas [13] pero no es habitual ya que posee un elevado coste y unas limitadas funcionalidades en este tipo de líneas.

El relé de reenganche (79), usado para los renganche, puede controlar el interruptor de la subestación o los seccionamientos de línea (Figura 2.2). Los prácticas de reenganche de los operadores varían ampliamente [86]. Por ejemplo algunos operadores de las redes de distribución usan un cierre únicamente (temporizaciones de 0.3 a 15 s aproximadamente), mientras que otros usan hasta tres reenganches subsiguientes de intervalos de tiempo variables (periodo de 1 a 3 minutos aproximadamente).

El reenganche automático del circuito de sistema eléctrico de potencia de área al cual está conectada la GDFV pueden originar dos problemas principales [35,87- 89]:

- El primer problema es que el intento de cierre automático pueda fallar como resultado de la alimentación de la falta desde la GDFV.
- El segundo problema es que debido al desequilibrio de potencia activa, pueda ocurrir un cambio de frecuencia en la parte aislada de la red. En este caso, un intento de cierre del relé podría acoplar dos sistemas de operación asíncronos, algo inaceptable tanto para la GDFV como para el equipamiento de protección de la red del sistema eléctrico de potencia causado por el cierre fuera de fase [7,90].

Hay varias soluciones posibles para resolver los dos problemas anteriores. Generalmente, la desconexión de la GDFV del circuito del sistema eléctrico de potencia de área, por medio de la protección LOM, es obligatoria previamente al primer intento de cierre del circuito del sistema eléctrico de potencia de área [7- 10,15,17]. Sin

embargo, este requerimiento no siempre se cumple por los operadores de las redes de distribución [13].

Debido a las actividades de reenganche, se necesitan ajustes de protección LOM más sensibles [30,34,37]. Cuanto más rápido ocurre el reenganche, la posibilidad que el intento de cierre no sea exitoso con la GDFV es mayor. Así, el operador de la red de distribución puede retrasar, e incluso bloquear, el intento de reenganche desde el usual 0.3 s a 1 minuto [7,21,35,37,49,89]. Sin embargo ninguna de estas medidas garantiza la correcta operación de la protección LOM en todos los caso [91].

Cuando la desconexión de la GDFV no se puede obtener usando enfoques de medidas locales, se garantiza el cierre de la línea mediante un canal de comunicación entre la subestación y la GDFV para transferir el disparo a la unidad de generación (disparo transferido) que asegura un reenganche rápido [17] (0.3s) [9,10]. Sin embargo, muchos operadores de las redes de distribución no están dispuestos a cambiar sus procedimientos de cierre que requieren la inclusión un relé de comprobación de sincronismo (25) y un relé permisivo de subtensión (27) para supervisar el reenganche.

Finalmente, la GDFV podría ser controlada para reducir su corriente ‘casi a cero’ mientras la línea es desconectada, permitiendo esto que el arco eléctrico de falta se extinguiese [87].

2.4.3. Reconexión de la GDFV al sistema eléctrico de potencia de la compañía

La protección de interconexión de la GDFV debe prevenir la energización del sistema eléctrico de potencia de la compañía hasta que su frecuencia y/o tensión sea mantenida en rangos normales durante un tiempo de retraso (Tablas 2.4 y 2.5). Esto es necesario para proteger:

- El equipamiento del sistema eléctrico de potencia de la compañía durante las actividades de restauración de la línea, después de una falta o perturbación del sistema eléctrico de potencia la compañía;
- El personal del operador de explotación de red de distribución durante el mantenimiento de las líneas.

La respuesta de reconexión de la GDFV tiene que estar coordinada con las prácticas de cierre del sistema de potencia local. Además, el tiempo de cierre debe ser incrementado cuando es necesaria la resincronización de la GDFV antes de su reconexión [27].

En el nivel de BT, la actividades de reenganche de líneas no son usuales; por ello un ajuste de retraso bajo de 1 min ser el valor habitual (Tabla 2.5). En el nivel de MT, sin embargo, la coordinación de cierre de las diferentes topologías de líneas, esto es radial, lazo, etc. ya no es tan evidente y debe ser analizada con más detalle [13].

Adicionalmente, la GDFV debe permanecer aislada del sistema de potencia eléctrico de la compañía hasta que el reenganche automático del interruptor se haya reseteado. Un ajuste de retraso de tiempo de 3 min es aconsejable (Tabla 2.5) [7].

En el nivel de AT-MAT, no siempre es necesaria, en condiciones de falta del sistema eléctrico de potencia de área, la desconexión de la GDFV de la red, por lo que no es interesante de cara a este estudio.

	Orden 5/9/1985 ^[17]	IEEE 1547-2 ^[7]	Norma Iberdrola ^[10]	Norma Endesa ^[9]
BT/MT	85%<V<115%	88, 92 ^[a] %<V<106%	85%<V	85%<V
	Tiempo de retardo > 3 min	98.8%<f<100.8% Tiempo de retardo ajustable < 5 min	Tiempo de retardo > 3 min	Tiempo de retardo > 3 min
Anotación: [a] > 600 V				

Tabla 2.4. Ventana de tensión y frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de la GD.

	IEC 61727 ^[27]	EN 50438 ^[25]	Norma Endesa ^[9]	RD 1663/2000 ^[29]	IEEE 929 ^[24]	Ajustes recomendados
BT	90%<V ^[b] <110% 99%<f ^[a] <101% Tiempo ajustable de retardo entre 30s y 3 min	85%<V<115% 94%<f<102% Tiempo de retardo > 20 s	85%<V<110% 98%<f<102% Tiempo de retardo > 3 min	85%<V<110% 98% <f<102% Tiempo de retardo = 0 s	88%<V<110% 98.8%<f<100.8%	110%<V<85% Tiempo de retardo < 1min
MT					Tiempo de retardo > 5 min	110%<V<85% 101%<f<99% Tiempo de retardo > 3min
Anotación: [a] de acuerdo con EN 50160						

Tabla 2.5. Ventana de tensión y frecuencia y retraso de tiempo para la reconexión de la GDFV.

2.5. Funcionamiento en modo isla

En casi todos los países, la operación en isla no intencionada de la GD no está permitida por razones de seguridad de las personas (personal de explotación) [50,92] y también debido a motivos de fiabilidad a pesar de sus beneficios potenciales [93,94].

Los métodos más antiguos para la detección del funcionamiento en isla, esto es métodos de detección LOM pasivos [35- 37,47] pueden fallar en los alrededores del equilibrio producción-consumo de un sistema eléctrico de potencia local alimentado por la GDFV después de una falta [24,95,96]. Así, una vez analizada la probabilidad de condiciones de carga-generación equilibrada para diferentes niveles de penetración FV en un sistema eléctrico de potencia local, se concluye que es máxima a niveles de penetración entre 1 y 2 [7,97].

Sin embargo, esta probabilidad es insignificante para niveles por debajo de 0,35-0,50 de la carga mínima en condiciones equilibradas de larga duración (5 o más s). Debido a esta preocupación por parte de las distribuidoras, la detección del funcionamiento en isla ha sido extensamente estudiada para inversores FV conectados a redes secundarias de distribución postergando métodos activos residentes en el inversor FV y métodos basados en comunicación, ambos de mayor sensibilidad [7,35 - 39,47,95].

A pesar de sus puntos débiles, los métodos de detección LOM pasivos han sido los más utilizados en la mayoría de países debido a su bajo coste y a que no son intrusivos [22,97,98,99]. Actualmente, algunos países encuentran sin embargo los métodos activos más apropiados [10,18,21,22], tales como medida de impedancias, variaciones de tensión o frecuencias, etc. con unos valores para la desconexión de entre 1,66 a 5 s [7,15,18,24,26].

Estos nuevos requerimientos están ahora siendo armonizados tanto cómo es posible en normas internacionales [25,28]. Los métodos basados en comunicación para la desconexión externa del sistema de interconexión están también siendo implementados, especialmente en el nivel de MT [7,47,100,101].

2.5.1. Islas Intencionadas

Recientemente ha surgido un nuevo concepto, que es el del funcionamiento en modo isla de intencionada [102]. Las ventajas que conlleva son una reducción del tiempo de desconexión y el número de faltas lo que mejora los índices relacionados con interrupciones (NIEPI y NIEPI en la legislación española [68]). No obstante el estudio

económico llevado a cabo por el gobierno del Reino Unido demuestra que económicamente, a nivel de GD, no es rentable para los promotores debido a los altos costos de las protecciones asociadas [102]. Este coste económico se puede sufragar en parte por los servicios auxiliares que se pueden prestar y que se detallarán más adelante.

Los beneficios de las islas intencionadas dependen mucho de los agentes implicados en el proceso [102]:

- Varias categorías de clientes finales: generales, industrias, rurales, etc.
- Suministradores.
- Operador de la red de transporte.
- Operador de la red de distribución.
- Generadores.
- Generación distribuida.
- Fabricantes de equipamiento y aparellaje.

La isla intencionada implica el uso de GD para aguantar los valores de la carga del sistema eléctrico de potencia, de manera parcial al menos, cuando exista una falta en éste y la habilidad para subdividir la red en porciones.

Este concepto de micro redes, eléctricamente aisladas cuando el sistema eléctrico de potencia de área lo necesite, pueden ser controladas y protegidas localmente si la GD es capaz de mantener la estabilidad de la red en términos de tensión y frecuencia. También ha de resincronizarse con el sistema eléctrico de potencia y contar con rápidos sistemas de protección para detectar la falta, aislar y reconfigurar la red de distribución local de manera automática.

El control de la isla intencionada no debe ser tan simple como un modo de operación temporal durante cortos periodos de tiempo de fallo del sistema eléctrico de potencia. De manera general, por motivos técnicos y económicos las protecciones encargadas de detectar y aislar una falta dentro de la microrred autónoma debe basarse en los mismos principios que los usados en una red de distribución tradicional.

De hecho las islas intencionadas se usan a menudo con el uso de generadores autónomos en el caso de trabajos en descargo programados por parte de las operadoras de distribución. Obviamente en el caso de la GD este fenómeno debe ir más allá que la

simple alimentación temporal. Además, deben heredar las protecciones de la red a la que pertenecen. El problema radica en la sincronización y ajuste de la sensibilidad de ambos sistemas.

Las condiciones que debe cumplirse se resumen en que las diferencias en cuanto a valores de ángulo de fase, frecuencia y tensión deben estar dentro de los márgenes de operación del sistema eléctrico de potencia [102]. Esta condición es imprescindible para evitar un flujo excesivo de corriente cuando se conecten las dos redes, evitando también las fluctuaciones de tensión y frecuencia, limitando el impacto a la GD.

2.6. Sincronización de la GDFV

La sincronización es el acto de enlazar la GD con el sistema eléctrico de potencia de área mediante el cierre del dispositivo frontera entre ambos sistemas, dentro de unos límites permitidos de magnitud de tensión, ángulo de fase y frecuencia (Tabla 2.6) [7].

Rango de potencias (kVA)	Diferencia de frecuencia (Δf , Hz)	Diferencia de tensión (Δf , %)	Diferencia de ángulo de fase ($\Delta \Phi$, °)
0-500	0,3	10	20
<500-1500	0,2	5	15
<1500-10.000	0,1	3	10

Tabla 2.6. Límites para sincronización de acuerdo a IEEE 1547-2 [7].

Para minimizar transitorios para ambos sistemas es importante que estos valores estén íntimamente sincronizados antes de la conexión del dispositivo frontera. Para sistemas trifásicos la rotación de fase se comprueba normalmente justo antes de la conexión, sin embargo el orden de rotación no se comprueba salvo que se hagan cambios en el cableado de la aparamenta.

La sincronización es normalmente un asunto de generadores síncronos que generan previamente a la conexión al sistema eléctrico de potencia de área. Los generadores de inducción deben ser conducidos a una velocidad síncrona previamente a la conexión del dispositivo frontera.

En el caso de la GDFV, si el inversor está diseñado de tal modo que las otras fuentes de generación proveen de la señal necesaria para el sincronismo (conmutados en línea) el inversor no podrá soportar una falta de manera local y se desconectará [7]. Sin

embargo, si el inversor provee de su propia señal de sincronismo, es decir es autoconmutado, puede trabajar como fuente de tensión o de corriente y puede suplir la falta durante el tiempo necesario. Solo los de fuente de tensión sincronizan con la tensión y ángulo de fase del sistema eléctrico de potencia de área del mismo modo que una máquina asíncrona.

De cualquier forma las tolerancias pueden ser mayores ya que no hay implicados elementos mecánicos con inercia. Debido a que los inversores de conmutación en línea no pueden operar sin alimentación externa, la sincronización con ellos no es necesaria.

CAPÍTULO 3

Interconexión con la red de la GDFV

3.1. Interconexión de la GDFV con la red de BT

3.1.1. Protección de la red de distribución de BT

Esta sección se centra en las redes de distribución en BT españolas (Figura 2.1), aunque dicha descripción es válida para el resto de redes de otros países [7,35,103-105].

Hay dos tipos fundamentales de redes secundarias de BT, redes en antena (spot) y redes malladas o en anillo. Las primeras suelen encontrarse en clientes finales aislados o en zonas aisladas con múltiples clientes mientras que las malladas suelen encontrarse en áreas metropolitanas de gran densidad de clientes, en aras de preservar la continuidad del servicio.

En España, ambos tipos de redes en BT están alimentadas habitualmente por una línea de MT y con un centro de distribución con uno o dos transformadores de entre 250 a 1000 kVA conectados a la misma barra en MT. Están protegidos habitualmente por interruptores/seccionadores/seccionalizadores y fusibles de protección del transformador [106].

La filosofía en los EE.UU. es diferente. Allí la red es redundante a nivel de BT, alimentándose por redes en anillo, por ello la protección de la red es diferente que en el caso europeo [7,16,35]:

- Fusibles de respaldo para protección de sobrecorriente de sentido directo.
- Relés de potencia direccional para el despeje del alimentador primario en faltas del alimentador primario (32).
- Relés de medida del ángulo de fase para reengache del interruptor de red cuando la tensión y ángulo del alimentador primario permitan el flujo de potencia dentro en la red secundaria de distribución (BT) (78).

3.1.2. Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de BT

Las operadoras de las redes de distribución requieren un sistema de protección de interconexión individual en PCC para la totalidad de la unidad de GDFV (Figura 2.1 y 3.1). La mayoría de operadores de las redes de distribución [9,10,11,14], reglamentos estatales [17,20- 22,29], y normas internacionales [7,15,18,19,24- 26] proponen la detección de sub/sobretensión (27/59) [10,14,25,29] y detección de sub/sobrefrecuencia (81 U/O) [9,10,14,25,29]. Los ajustes aplicados para estos relés están mostrados en la Tabla 2.2.

Además, la mayoría de referencias [9,10,11,14,25,27,29] recomiendan la protección de sobreintensidad por medio de un interruptor automático (52) disparado mediante el relé 50/51. El relé de sobrecorriente de tierra instantáneo o temporizado (50/51N) también dispara este interruptor automático para controlar las faltas a tierra. Como alternativa, en algunas normas se sugiere un dispositivo de corriente ultrasensible [9,10,14,29].

Por razones de seguridad para las personas y las instalaciones, la protección de interconexión debe ser capaz de detectar la pérdida de alimentación de red por medio de la protección de funcionamiento anti-isla (relé AI). Existen diversos métodos para ello tales como el relé de cambio de tasa de frecuencia (81R) y desplazamiento de vector [7,10,11,17,21,22,24,25,27,76].

La reconexión de la GDFV debe ser realizada a través de un interruptor de apertura visible (89) [7,9,10,14,17,20,24,25,27,76]. La reconexión de la GDFV debe ser habilitada por medio del relé de subtensión auxiliar (27X) después de una falta del sistema eléctrico de potencia de la compañía [7,9,10,14,17,24,25,27,76].

Sólo un operador de la red de distribución analizado requiere protecciones adicionales tales como el relé de corriente equilibrada de fase (46) [14] o relé de factor de potencia (55) [9].

Algunos operadores de las redes de distribución y normas permiten que las funciones de protección anteriormente descritas en el apartado anterior, estén integradas dentro del software/hardware de control del inversor. Esto es especialmente importante en España de cara al cumplimiento de la reciente Ley 1565/2010 [31].

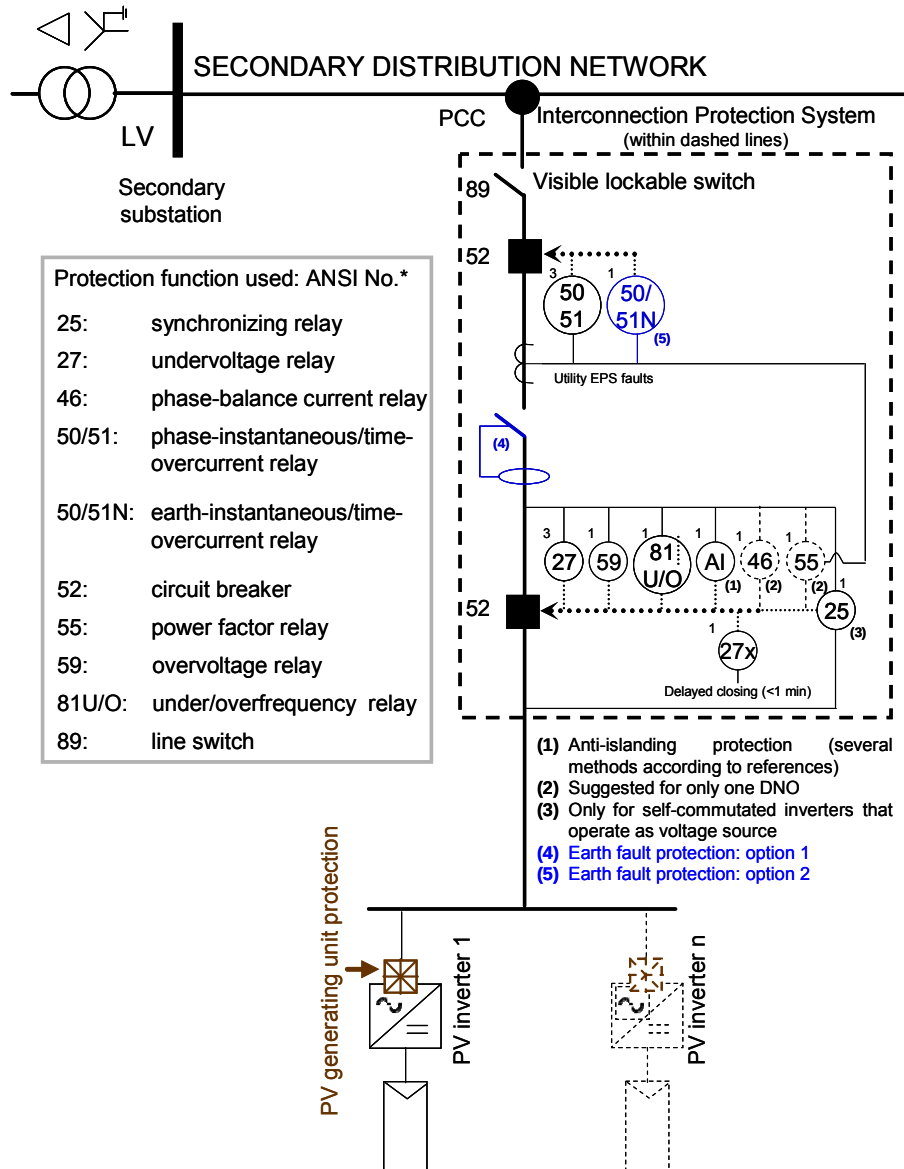


Figura 3.1. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de BT.

3.2. Interconexión de la GDFV con la red de MT

3.2.1. Protección de la red de distribución de MT

Esta sección se centra en la red de MT española (Figura 2.2), aunque el análisis que se realiza a continuación sigue siendo válido para redes de otros países [7,47,107]. En el anexo 1 se muestra una descripción de diferentes topologías para diferentes países. En

el anexo 2 se muestra en detalle los elementos que componen las protecciones en este nivel de red para diferentes países, mientras que en el anexo 3 se ven las principales faltas que provocan la actuación de dichas protecciones.

Las subestaciones de media tensión españolas tienen normalmente dos transformadores en AT de entre 20 a 40 MVA por transformador [86,107], y dos barras de MT en lazo abierto. Consecuentemente, las redes primarias de distribución son comúnmente radiales u operadas de acuerdo a esquemas radiales para mejorar su fiabilidad.

En áreas de bajo nivel de población, tales como áreas rurales, cada barra de MT de la subestación alimenta 3 o 4 líneas de distribución radiales, no anilladas [104], generalmente de larga distancia que van alimentando los sucesivos centros de transformación, normalmente monopostes de baja potencia (50–250 kVA). Por otro lado en zonas urbanas o metropolitanas, cada línea esta mallada en anillo o paralelamente con las demás [104].

Las líneas de MT de las zonas rurales anteriormente comentadas, suelen ser aéreas y están protegidas usando dispositivos de sobrecorriente basados en la coordinación de fusibles, relés de sobrecorriente, seccionadores y seccionalizadores instalados en la subestación y a lo largo de longitud de la línea de MT (Figura 2.2). Principalmente se requieren relés de sobrecorriente (50/51 y 50/51N) [13,86], relés de corriente de fase inversa (46) [86] y reenganchadores (79) [13,86].

En circuitos de alimentadores paradero, relés 67/67N y 21/21N son necesarios [86]. Alimentadores de cable de anillo pueden usar relés térmicos de cable (49). No obstante, la filosofía de protección varía de operador de la red de distribución a operador de la red de distribución, por ejemplo hay esquemas de fusión o salvación de fusibles, de cierre instantáneo ó temporizado, etc. Consecuentemente, no existen soluciones únicas

3.2.2. Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de MT

Los operadores de las redes de distribución requieren un sistema de protección interconexión único en el punto de acoplamiento común para la totalidad de la unidad de generación distribuida FV (Figura 2.2 y 3.2). Este sistema de protección debe estar equipado con la detección de sub/sobretensión (27 y 59) y detección sub/sobrefrecuencia (81U/I) [7- 11,17,21,30,76]. Los ajustes recomendados están mostrados en la Tabla 2.1. Además, la protección de sobreintensidad por medio de un interruptor automático (52), disparado por el relé 50/51, debe garantizar la desconexión

de la GDFV del sistema eléctrico de potencia de la compañía en caso de faltas del sistema eléctrico de potencia local. Otras veces la protección sobreintensidad se asegura por medio de la protección distancia (relé 21) [9,30].

Para controlar las faltas a tierra, el interruptor automático anterior puede ser disparado por medio de:

- El relé 50/51N [7 - 11,14,17,20] ó relé 67N [7,9,11] para transformadores de interconexión con primarios unidos a tierra.
- El relé 59G para transformadores de interconexión con primario flotante [9-11,17].

Para la operación segura de la red, es necesario incluir la GDFV dentro del esquema de control remoto del operador de la red de distribución. Por ejemplo, el disparo transferido del interruptor automático de interconexión (52) es obligatorio en diferentes referencias cuando la potencia de salida es mayor que un valor umbral (100 kVA [30,107,108], 1 MVA [9,10,17] and 5 MVA [10]).

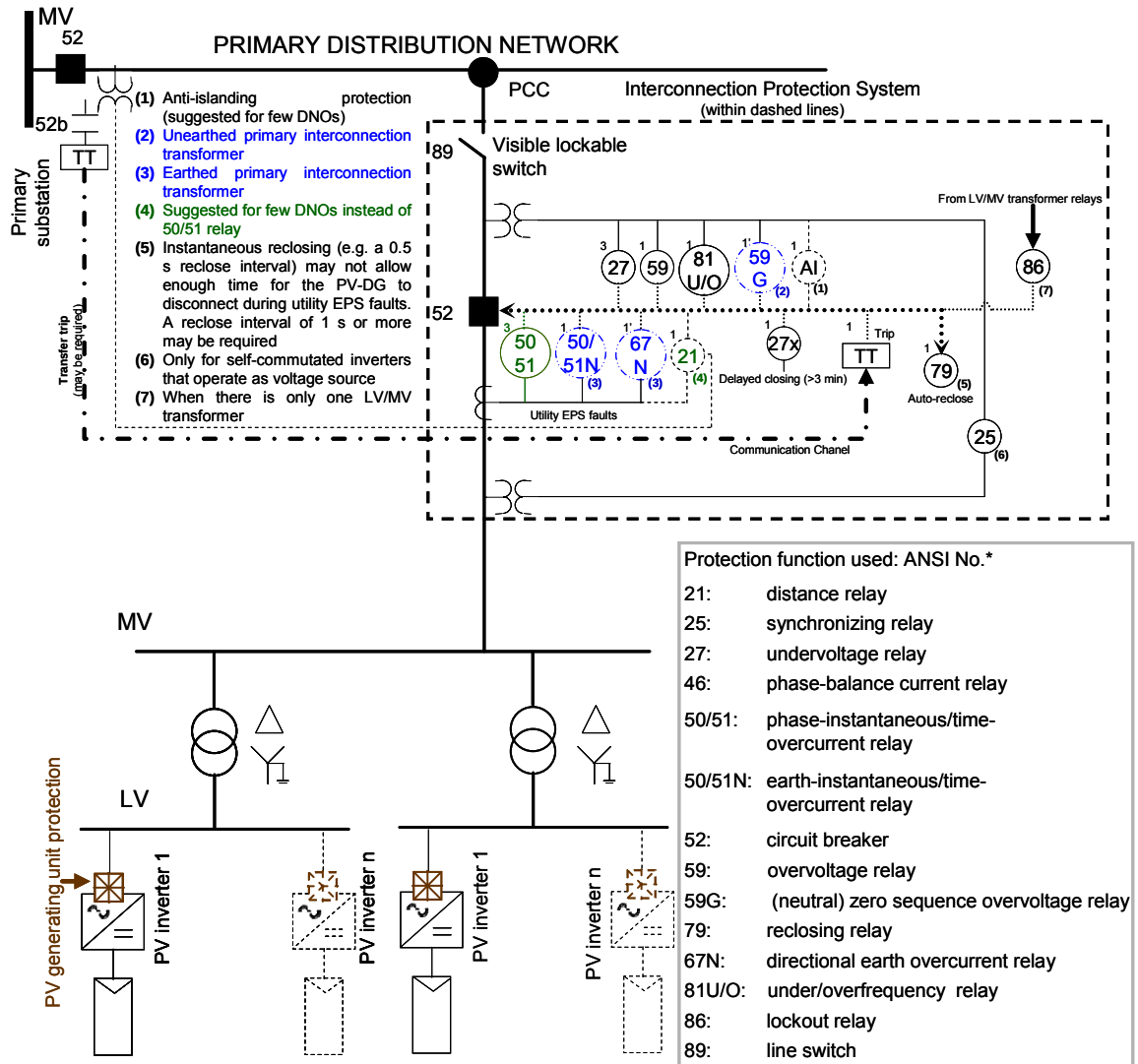


Figura 3.2. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de MT.

Adicionalmente, para coordinar la reconexión de la GDFV con la estrategia de reconexión del operador de la red de distribución (relé 79) se necesita el relé auxiliar de subtensión (relé tipo 27X) [7 - 11,17,24].

La reconexión de la GDFV debe ser realizada a través de interruptor apertura visible bloqueada (89) que sea accesible en todo tiempo al personal del operador de la red de distribución [7 - 9,20,24].

La protección específica de funcionamiento anti-isla en el nivel de MT es menos importante que en el nivel de BT [10,24,76].

3.3. Interconexión de la GDFV con la red de AT y MAT

3.3.1. Introducción

Con niveles moderados de penetración de GDFV ($<10\%$) en el sistema eléctrico de potencia de área no se observa un impacto crítico en los parámetros del sistema, por ejemplo, subida de tensión moderada cerca de la planta FV [36,43]. Sin embargo, para niveles altos ($>30\%$) [13] se requieren nuevas reglas y servicios (por ejemplo, soporte dinámico de red) ya que el impacto de la GDFV es crítico para el servicio eléctrico y su capacidad para cumplir la demanda.

En el contexto actual de penetración FV creciente, los países más proactivos en relación con la GDFV están estableciendo servicios auxiliares para ésta ya que obviamente son los pioneros en alcanzar niveles de penetración FV cada vez mayores.

Así, en el nivel de red de transporte (MAT $> 110\text{--}132\text{ kV}$) algunos operadores del sistema de transporte [20,31,33,34,81,82] están demandando a los grandes plantas FV que proporcionen servicios auxiliares similares a aquellos demandados por las normas técnicas y la legislación aplicable en las redes de transmisión a las plantas de generación tradicional [81,109 - 112], esto es, apoyo de red dinámico y control de potencia activa y reactiva.

En el nivel de distribución ($<110\text{--}132\text{ kV}$), aunque las necesidades para la red son diferentes, esto es, mantener la estabilidad local (tensión principalmente) frente al equilibrio de potencia activa y reactiva, muchos de estos requerimientos se toman y adaptan de la red de transporte con contenidos similares [113- 115]. Por lo tanto, algunos operadores de las redes de distribución [21,24,30,31,33] están también requiriendo para las GDFV de tamaño medio y medio-grande, algunos de los requerimientos de transporte, principalmente el apoyo de red dinámico.

Finalmente, algunos países están también extendiendo algunas de estos requerimientos incluso al nivel de BT [19].

La implementación del apoyo de red dinámico y el control de potencia activa y reactiva para la GDFV no es un reto técnico demasiado elevado. La mayoría de los cambios pueden ser hechos en el software del inversor FV, por ejemplo con nuevas estrategias de control que incluyan un control independiente de la potencia activa y reactiva del lado de red del inversor [40,41,116 - 122].

La experiencia previa en los inversores de turbinas eólicas demuestra que no hay

razón fundamental para que el mismo enfoque no pueda ser usado en inversores FV y alcanzar la misma funcionalidad. Además, para la tecnología FV, se tiene la ventaja de que no hay elementos mecánicos involucrados lo que supone una complejidad mucho mayor. Obviamente si que se necesitan cambios de hardware mínimos, sensores adicionales y nuevos requerimientos de protección eléctrica, con ajustes de relés de protección adaptados.

3.3.2. Servicios auxiliares que pueden ser proporcionados por la GDFV

Actualmente el operador de la red de transporte no obliga a la GD con servicios auxiliares tales como control de tensión o de frecuencia. Si se produce una mayor oferta de estos servicios en el futuro, las operadoras de las redes de distribución se verán obligadas a contratar estos servicios en el mercado eléctrico [102].

Si las distribuidoras están buscando como obtener estos servicios auxiliares en algunos casos deberán ser capaces de contratarlos de la GD de una manera más económica que si los implementaran ellas mismas. Por tanto, los servicios auxiliares pueden estimular más aún la creación de nueva GD que cubran estos servicios.

Entre los servicios auxiliares a prestar se encuentran los siguientes.

3.3.2.1. Apoyo de red dinámico

El apoyo de red dinámico significa el control de la tensión del sistema de potencia en el caso de subidas/bajadas de tensión durante las faltas de la red de transporte o distribución del operador de la red local, para evitar una desconexión no intencionada de una cantidad relativamente grande de potencia inyectada de la GDFV, manteniendo por tanto la estabilidad del sistema [123,124].

Una falta en el sistema de transporte es transmitida a lo largo de grandes áreas debido a la baja impedancia de sus circuitos. Como resultado, muchas plantas FV grandes pueden desconectarse de la red. De la misma manera, en el nivel de distribución, aunque aquí la potencia de la GDFV es más pequeña aunque está mucho más extendida. Por tanto, la misma perturbación podría propagarse sobre muchas plantas FV de tamaño medio o medio-grande en las redes de distribución.

El apoyo de red dinámico implica que la GDFV debe ser capaz de:

- Permanecer conectada durante una falta, esto es capacidad de salto a través del hueco.

- Apoyar la tensión proporcionando/absorbiendo corriente reactiva durante la falta.
- Consumir la misma o menor potencia reactiva después de despejar la falta.

La capacidad de salto a través del hueco para la GDFV varía generalmente de un país a otro. No obstante, la mayoría de los nuevos reglamentos de red [20,31 -34,81,82] y normas [26,78] adaptadas para FV tienen requerimientos similares (Figura 3.3). Para huecos/subidas de tensión que están por encima/debajo de la línea límite, la GDFV debe permanecer conectada. Por debajo/encima de estas líneas límites la desconexión de la GDFV está permitida.

Los requerimientos más exigentes aparecen en los requerimientos CAISO (y para FV en requerimientos españoles), los cuales estipulan que la GD(FV) debe permanecer conectada durante un hueco de tensión hasta del 0% durante 625 (150) ms. Sin embargo, debe resaltarse que estos requerimientos se aplican en el PCC (nivel de AT). Así, si se tiene en cuenta los valores de impedancia típicos para los transformadores elevadores y las líneas de interconexión, un cálculo relativamente simple muestra que el hueco de tensión correspondiente a BT, cerca de los terminales del inversor FV, está probablemente entorno a un valor del 15%.

Los requerimientos alemanes menos severos pueden ser atribuidos a la localización física de las redes alemanas y su fuerte interconexión con el sistema UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Esto está en contraste con el sistema español, débilmente interconectado, en el cual la necesidad de restauración de potencia activa a los valores pre-falta es más crucial para la estabilidad del sistema. Adicionalmente, la red española es más vulnerable que las redes de otros países porque tiene un nivel de penetración FV mayor. Así, después de la falta, el tiempo necesario para recobrar los valores nominales depende del porcentaje de penetración FV en relación con la potencia de cortocircuito. Nuevos ajustes están tendiendo a cubrir también las faltas asimétricas, es decir, capacidad para saltar a través de faltas para faltas mono y bifásicas [32].

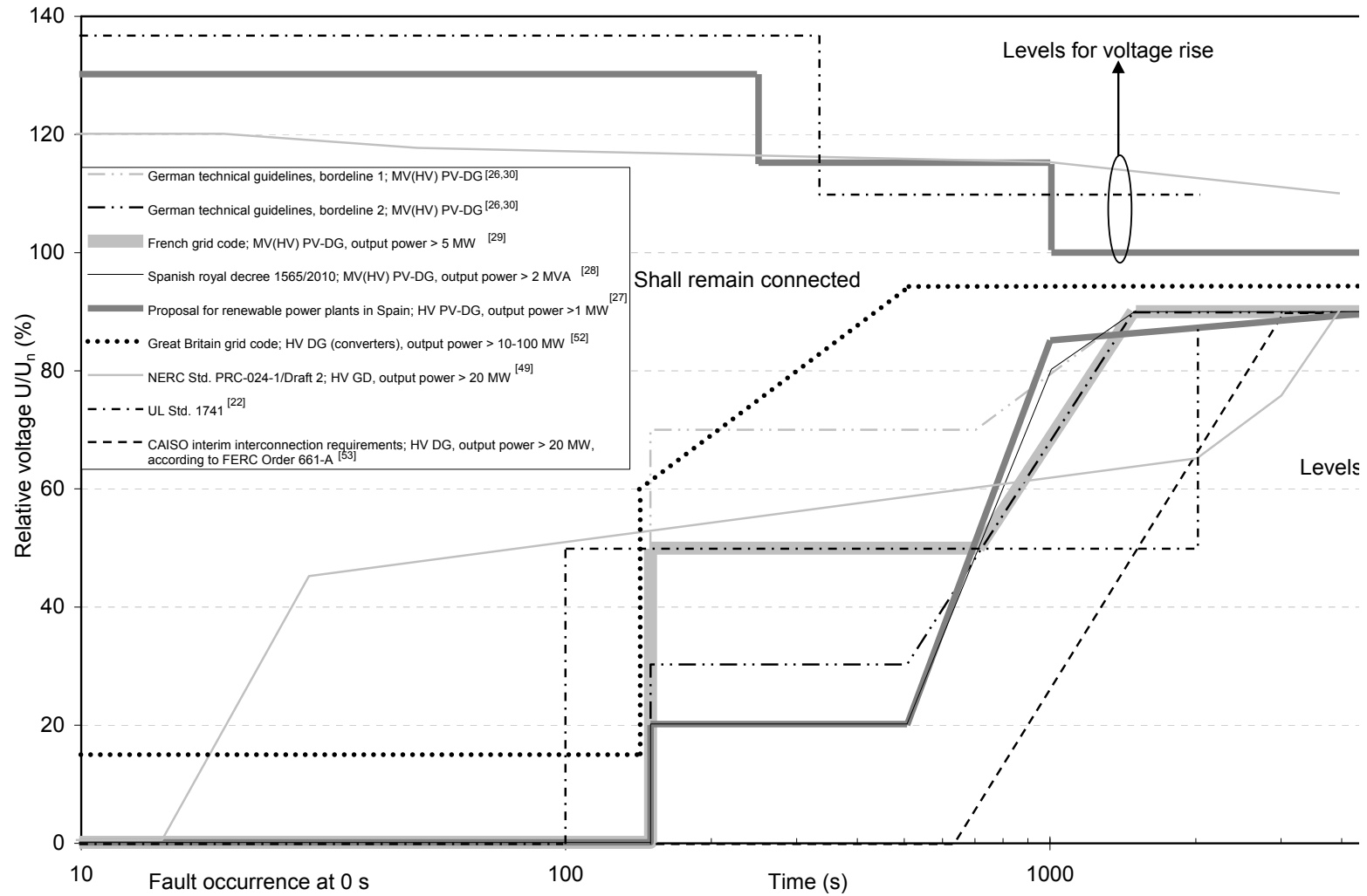


Figura 3.3. Capacidad de salto a través de huecos sin desconexión para GDFV propuesto por los nuevos reglamentos de red y normas.

La implementación de la capacidad para saltar a través del huecos en inversores de turbinas eólicas ha sido exitosa, a pesar de ser más difícil de implementar que en inversores FV. Esta experiencia ha ayudado a implementar esta capacidad en inversores FV. Así, una encuesta reciente el mercado europeo ha revelado que la mayoría inversores FV cumplen los nuevos requerimientos alemanes correspondientes [30]. Sin embargo, si no remontamos siete años atrás una encuesta similar mostró que los inversores FV eran altamente sensibles [101], lo que da idea del avance que se ha logrado en estas tecnologías fruto de la demanda.

El cumplimiento de la capacidad para saltar a través del huecos de puede ser alcanzado mediante la mejora y desarrollo del inversor FV [40- 42], y/o usando equipamiento de planta suplementario. Recientemente, han sido desarrolladas nuevas tecnologías como los dispositivos de potencia de usuario (por ejemplo, compensadores serie estáticos –DVR– y compensadores paralelo estáticos–UPQC–) para proporcionar protección frente al hueco/subida de tensión.

Durante faltas simétricas/asimétricas o bien en los periodos de recuperación de tensión después del despeje de una falta, la GDFV debe apoyar la tensión de red por medio de corriente reactiva adicional. Por ejemplo, la absorción de una gran cantidad de potencia reactiva en faltas simétricas puede inducir la inestabilidad en la línea, especialmente para la GDFV con gran escala de penetración frente. El detalle del apoyo de potencia activa y reactiva durante faltas equilibradas y desequilibradas se presenta en el anexo 4 de acuerdo a [31].

Por lo tanto, de acuerdo a [30,31,34] el control de tensión en el inversor FV debe ser capaz de proporcionar/absorber una corriente reactiva de al menos 1,8–2% de la corriente asignada por cada porcentaje de subida/bajada de tensión dentro de periodo de 20–40 ms.

Puesto que la respuesta de falta de cualquier inversor FV está dictada por su estrategia de control [40- 42], el control de la corriente reactiva puede ser incluido en esta estrategia; por ejemplo estimación y control de la secuencia inversa [40,84].

Los inversores FV comerciales actualmente no incluyen esta propiedad, por lo tanto es necesario definir nuevas normas que especifiquen cómo deberían comportarse en términos de contribución de corriente de falta durante falta externas, no sólo para corriente reactiva [30,31,34] sino también para la activa [31].

3.3.2.2. Control de potencia activa

Los operadores de transporte y distribución deben temporalmente limitar la potencia activa inyectada o desconectar la GDFV en casos de [30,31,34,82]:

- Riesgo potencial a la integridad de la red.
- Congestión o riesgo de sobrecarga.
- Riesgo de isla.
- Riesgo de estado estacionario o de la estabilidad dinámica de la red.
- Aumento peligroso de la frecuencia.
- Mantenimiento o reparación de la red.

Aunque ambos operadores, transporte y distribución, proporcionan puntos de ajuste de salida de potencia por medio de una señal (por ejemplo 0%, 30%, 60%, 100% en el norma alemana [30]), no deben interferir en el control interno de la planta FV. Además, este control debe ser realizado sin la desconexión de ninguna unidad individual FV interior. Un análisis más detallado de esta técnica se puede ver en el anexo 5 de acuerdo a [31].

El control de potencia activa depende de la frecuencia (Figura 3.4) siempre que ésta esté incluida dentro de los límites establecidos (Tablas 3.1 y 3.2) [30,31,81,82,109 - 112]. Así, de acuerdo con [30,31,34], la GDFV debe reducir su potencia de salida por encima de una frecuencia del sistema de 50,2 Hz con estatismo del 2–20% dependiendo del reglamento de red seleccionado.

Además, es necesario alcanzar una reducción de potencia de salida del 10% sobre la capacidad de la GDFV en un tiempo variable desde 250 ms a 60 s [30,31,34]. Estos requerimientos se pueden cumplir fácilmente mediante nuevas estrategias de control, incluidas en el inversor FV, las cuales controlen el punto de operación del campo FV.

	Norma operador español de transporte [109]		Norma operador alemán de transporte [110]		Norma operador británico de transporte [81]		Norma operador italiano de transporte [111]		Norma operador francés de transporte [112]	
Niveles de tensión aplicables (AT y/o MAT) (nivel AT)	110-132, 220, 400 kV (45kV≤AT≤132kV)		110, 220, 380 kV (60kV≤AT≤110kV)		132, 275, 400 kV (AT=132kV)		120-150, 220, 380 kV (50kV≤AT≤132kV))		150, 225, 400 kV (63kV≤AT≤90kV)	
	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)	Umbral	t _D ^[a] (s)
Nivel de potencia de salida para control de potencia activa	>10 MVA		>100 MW		>10-100 MW		>10 MVA		>0 MVA	
Control de potencia activa	f<96% 102%<f	<3.0 <0.2	f<95% 95%≤f<96% 96%≤f<97% 97%≤f<98% 101%<f<103% 103%≤f	0 ≥600 ≥1200 ≥1800 ≥1800 0	f<94% 94%≤f<95% 104%<f	0 ≥20	f<93% 93%≤f<95% 103%<f<104% 104%≤f	0 <4.0 <1.0 0	f<94% 94%≤f<95% 95%≤f<98% 98%≤f<99% 101%<f<104% 104%<f	<60 <180 <300 <3600 <900 <60

Anotación [a] Tiempo de desconexión

Tabla 3.1. Límites de frecuencia para el control de potencia activa en reglamentos de red de transporte.

	requerimientos de interconexión CAISO [82]		Norma alemana MT [30]		Norma española MT (borrador) (FV y eólica) [31]	
Niveles de tensión aplicables (AT y/o MAT) (nivel AT)	115, 138, 220, 230, 287, 500kV (60kV≤AT≤138kV)		MT (10kV≤MT≤30kV)		AT, 220, 400 kV (45kV≤AT≤132kV)	
	Umbral	$t_D^{[a]} (s)$	Umbral	$t_D^{[a]} (s)$	Umbral	$t_D^{[a]} (s)$
Nivel de potencia de salida para control de potencia activa	> 20 MVA		>0 MVA		>1 MVA	
Control de potencia activa	f<95% 95%≤f<95.5% 95.5%≤f<96.3% 96.3%≤f<97.3% 97.3%≤f<99% 101%<f<102.6 102.6%≤f<102.8% 102.8%≤f	0 <0.75 <7.5 <30 <180 <180 <30 0	f<95% 103%<f	<0.2 <0.2	f<95% 95%≤f<96% 103%<f	0 <30

Anotación [a] Tiempo de desconexión

Tabla 3.2. Límites de frecuencia para el control de potencia activa en guías técnicas adaptadas para GDFV.

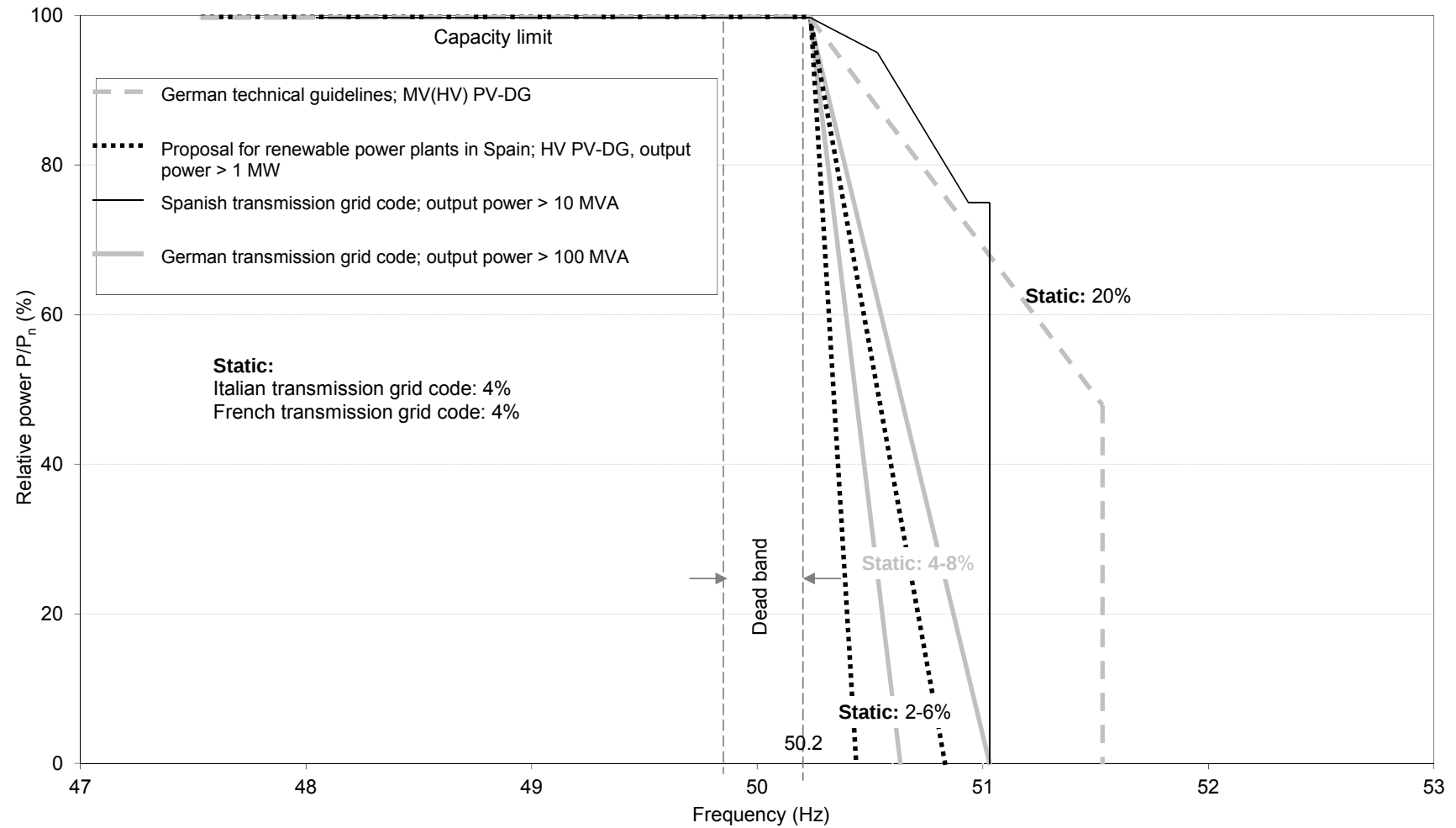


Figura 3.4. Requerimientos en relación con la inyección de potencia activa de GDFV para la red como función de la frecuencia.

La tendencia en un futuro próximo para el control de potencia activa es tanto el apoyo de sobre como de subfrecuencia [31,82]. Por lo tanto, la GDFV deberá operar con una cierta capacidad de reserva constante en relación a su capacidad de producción posible de potencia de manera momentánea (por ejemplo del 10% [31]). Además, la GDFV podría tener la capacidad de emulación de inercia.

Dentro de este contexto, el anexo 5 muestra la nueva respuesta requerida a plantas eólicas y FVs frente a perturbaciones en la frecuencia.

3.3.2.3. Control de potencia reactiva

La potencia a reactiva es usada en condiciones de operación normales para controlar la estabilidad de tensión de la red, esto es apoyo de red estático [81,109 - 112,125]. De esta forma, los cambios lentos de la tensión de los nudos pueden ser mantenidos en límites aceptables con un incremento/decremento de la potencia reactiva inyectada desde las unidades de GDFV [43,119 - 121,126].

Los requerimientos de la red local para la GDFV conectada directamente a las redes de distribución [30- 32] o al sistema de transmisión [31,32,34,82] obligan a participar en el apoyo de red estático (si la GDFV ≥ 0 MW [30,34], 1 MW [31], 10 MW [31], 20 MW [82]). El punto de ajuste de potencia reactiva se obtiene mediante un control del factor de potencia [123]:

- Un valor fijo del factor de potencia
- Un valor activo de factor de potencia
- Una potencia reactiva determinada expresada en MVAr

Sin embargo, la tendencia actual es ir hacia una operación en modo de control de punto de ajuste de tensión, donde los cambios de potencia de reactiva se basen en la tensión medida (Figura 3.5) sin limitación de la potencia activa proporcionada. La GDFV debe alcanzar la potencia reactiva establecida en ambos modos de control dentro de 10-60 s [30,31,34].

En la Figura 3.5 dentro del rango de tensión (por ejemplo, $0,925 \leq V \leq 1,075$ en la normativa española actual) la GDFV debe tener la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva en un rango mínimo y que deben modificar su producción/consumo de potencia reactiva dentro de esos límites para mantener la tensión en un rango aceptable.

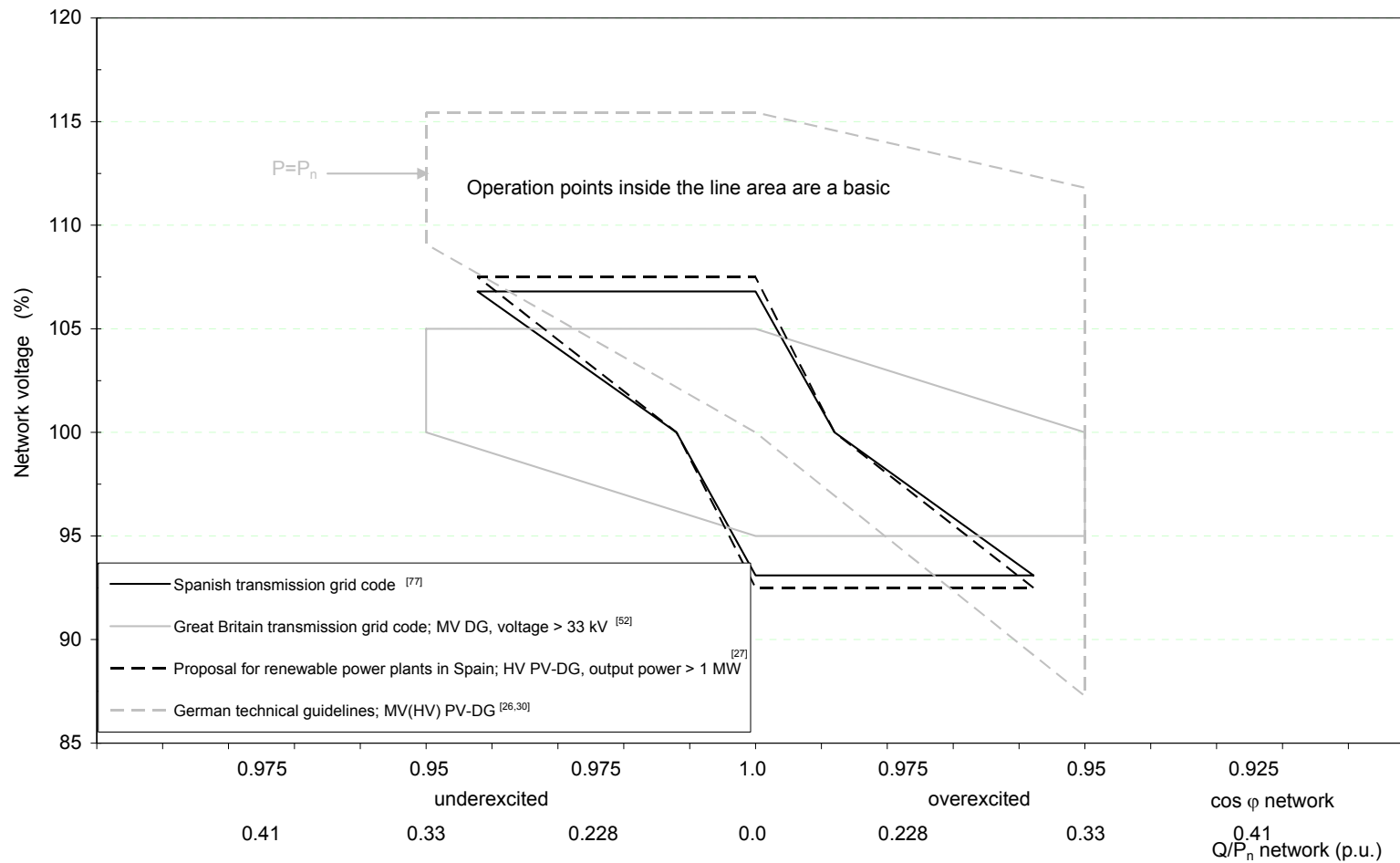


Figura 3.5. Requerimientos en relación con la inyección de potencia reactiva de GDFV para la red como función de la tensión.

Los requerimientos de control de potencia reactiva están relacionados con las características de cada red ya que la influencia de la inyección de potencia reactiva en el nivel de tensión del sistema depende de la impedancia y la potencia de cortocircuito de cada red en concreto. Así, cuanto menor es el nivel de tensión, mayor es la influencia de la inyección de potencia reactiva debido a la mayor/menor impedancia/capacidad de cortocircuito.

Actualmente, los inversores FV están diseñados para operar con factor de potencia casi unidad. Los requerimientos de factor de potencia son sólo mencionados levemente en algunas normas tales como [24,27] (factor de potencia $>0,85$ en atraso) y [25] (factor de potencia entre 0.95 en atraso y 0.95 en adelante para el nivel de potencia del 20% o superior). Por lo tanto, se requiere una regulación adicional para el establecimiento de nuevas capacidades de potencia reactiva del inversor FV; por ejemplo capacidad de potencia reactiva completa entre 20% y 100% de la salida de potencia activa asignada o potencia reactiva disponible totalmente independiente.

Los dispositivos de potencia usuario, por ejemplo reactancias paralelo y FACTS, ofrece más flexibilidad para el control de potencia reactiva, pero los operadores de la GDFV todavía dudan de su uso debido a su mayor coste.

3.3.2.4. Perspectivas a futuro de los sistemas auxiliares

En aras a maximizar la producción de los sistemas de generación no síncronos y posibilitar crecientes integraciones de las nuevas tecnologías de generación en el sistema eléctrico en horizontes futuros, así como para minimizar las restricciones de producción debidas a necesidades de mantenimiento de contingentes mínimos de producción síncrona requeridos para garantizar condiciones mínimas de funcionamiento seguro de los sistemas eléctricos, las posibilidades tecnológicas de este tipo de generación deberían evolucionar hacia unas mayores prestaciones técnicas.

En este sentido, y con el objeto de orientar al sector hacia la evolución de estas tecnologías de forma conveniente, se exponen a continuación algunos requisitos que podrían solicitarse a futuro y que, aunque desde los P.O. actuales no se obliga al cumplimiento de los mismos, sí que se anima a ello sin perjuicio de que nuevos y más detallados estudios del operador del sistema puedan conducir a la necesidad de exigirlos.

3.3.2.4.1. Aportación de corriente de secuencia inversa durante las perturbaciones

Sería conveniente que todas las instalaciones de producción puedan aportar la corriente de secuencia inversa que, en su caso, el sistema demande durante las perturbaciones.

Aquellas tecnologías de producción que en la actualidad no cumplen dicha necesidad del sistema, deberían evolucionar hacia técnicas de control que le permitan su cumplimiento.

3.3.2.4.2. Emulación de inercia

La instalación de generación podrá disponer de la capacidad para emular inercia. En tal caso, los equipos de emulación de inercia deberán producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada de la frecuencia en el punto de conexión a la red. El sistema de emulación de inercia deberá cumplir con los siguientes requisitos:

Independientemente de su realización física, se comportará en su conjunto como un bloque proporcional y derivativo (derivada temporal del desvío unitario de la frecuencia relativo a la frecuencia nominal) de acuerdo al esquema de bloques simplificado de la Figura 3.6:

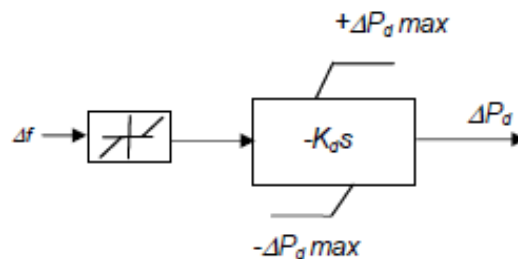


Figura 3.6. Esquema de bloques simplificado

- La instalación responderá con una ganancia derivativa K_d , debiendo ser la misma ajustable al menos entre 0 y 15 s (valores por unidad en base máquina).
- La velocidad de respuesta derivativa será tal que en 50 ms la instalación pueda incrementar la potencia activa, al menos, en un valor de $\Delta P=0.05$ pu.
- En todo momento el control estará capacitado para incrementar la potencia de la instalación en el valor ΔP_{max} desde el valor previo a la perturbación (P_o) correspondiente a una banda a subir que podrá ser ajustable entre 0 (bloque

fuera de servicio) y el 10% de la potencia aparente nominal de la instalación. Asimismo, estará capacitado para disminuir la potencia, en su caso, en la misma cuantía que la banda a subir para este cometido.

- Para poder proporcionar los incrementos $\pm AP_{max}$ la instalación deberá disponer de medios de almacenamiento energético ya sean propios de su tecnología y/o adicionales que le posibilite en todo momento inyectar o absorber una potencia activa equivalente al 10% de la potencia aparente nominal de la instalación durante al menos 2 s.
- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10 mHz.
- El bloque derivativo estará capacitado para deshabilitarse transitoriamente mientras que la tensión se mantenga por debajo 0,85 pu.
- Los valores de funcionamiento de los parámetros ajustables aquí descritos se establecerán en los valores que el operador del sistema comunique en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico.

3.3.2.4.3. Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en el sistema:

La instalación de generación podrá disponer de la capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia de origen electromecánico en el sistema, conocido por sus siglas en inglés PSS (Power System Stabilizer). En tal caso, el sistema de amortiguación deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa tales que su magnitud y fase respecto de la oscilación externa sea tal que la instalación participe efectivamente en el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia de frecuencias comprendidas entre 0,15 y 2,0 Hz.

El sistema amortiguador deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- En todo momento el control estará capacitado para aumentar o disminuir la potencia activa convenientemente con el objetivo de amortiguar las oscilaciones. Para tal cometido podrá hacer uso de los mismos márgenes que la regulación potencia-frecuencia, compartiendo la misma banda a subir y a bajar. En su caso, también podría hacer uso compartido de los medios de almacenamiento energético previstos para la emulación de inercia.
- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10

mHz.

- Este sistema estará capacitado para deshabilitarse transitoriamente mientras que la tensión se mantenga por debajo 0,85 pu.
- Los valores de funcionamiento de los parámetros ajustables aquí descritos se establecerán en los valores que el operador del sistema comunique en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico

3.3.3. Protección de la red de AT y MAT

El sistema de transporte español (red de AT y MAT) es de topología mallada (más o menos compleja) y puede ser operado en una filosofía mallada (lazo cerrado) o radial (lazo abierto). Este sistema es usado para alimentar las subestaciones primarias en AT.

La estructura de la barra de AT y MAT de estas subestaciones primarias depende del área donde están construidas. La mayoría de redes AT y MAT cumple el criterio de seguridad $n-1$ (para transformadores y líneas), es decir un escenario en el que se plantea la pérdida de un elemento de transformación.

En situación de disponibilidad plena de la red (sin fallos), la red debe ser capaz de suministrar toda la demanda, sin que sus elementos registren sobrecargas, debiendo permanecer las tensiones dentro de márgenes admisibles, aun considerando el fallo del mayor auto productor gestionable de la zona de estudio, pudiendo estar la generación no gestionable (eólica y FV) tanto conectada como desconectada.

En el anexo 2 se analizan en detalle las protecciones a este nivel de tensión.

3.3.4. Protección eléctrica para la interconexión de la GDFV con la red de AT y MAT

El operador del sistema de transmisión requiere un sistema de producción de interconexión individual en el punto de acoplamiento común para la totalidad de la unidad de GDFV que tiene una amplia red de MT disponible y esta conectada con el sistema de transmisión a través de una estación de transferencia (Figura 2.3 y 3.7). No obstante, también se requiere protección adicional en el lado de red de la GDFV [34].

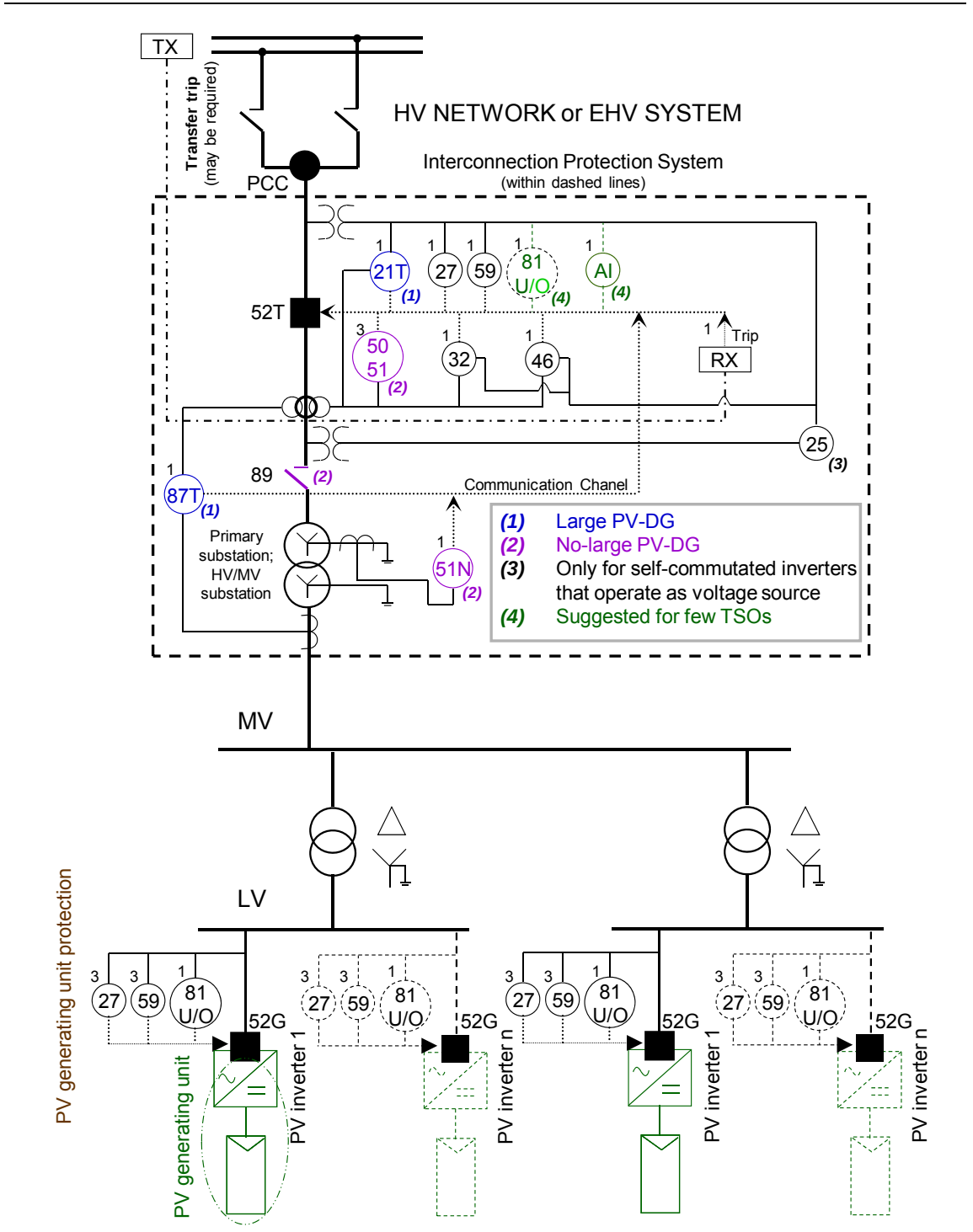


Figura 3.7. Funciones básicas del sistema de protección de interconexión para el nivel de AT y MAT.

El sistema de protección de interconexión debe estar equipado con la detección de sub/sobretensión, esto es el relé 27 [9,10,34,76,81,109- 111,127] y el relé 59 [9,10 34,76,81,109,110,127]. El ajuste recomendado para la detección de tensión de interconexión anormal se muestra en la Tabla 2.2. La detección de frecuencia anormal tiene un uso muy limitado en este nivel de tensión puesto que las variaciones de frecuencia son raras. La detección de sobrefrecuencia [9,10,81,109- 111,127] es más

recomendada que la de subfrecuencia [9,10,81,109,110].

La protección de la GDFV frente a las faltas de fase del sistema eléctrico de potencia es llevada a cabo por medio de un interruptor automático (52) [81], disparado por el relé 50 [9,10] y/o el relé tipo 51 [9,10,34,81,110,111,127]. Esta protección sin embargo debe ser conseguida por medio de la protección distancia (21), si la salida de potencia de la GDFV es mayor que un valor umbral (0 MVA [34], 100 MVA [9,111,127]). La protección distancia se instala junto con un relé diferencial del transformador (87T). Por otro lado, las faltas a tierra del sistema eléctrico de potencia son controladas mediante el relé 51N que dispara el interruptor automático anterior [9,10,34,81,110,111,127].

La protección frente al flujo de potencia inversa (32) es requerida en [110,127] para separar la GDFV del sistema eléctrico de potencia cuando falta la alimentación primaria.

Aunque la norma ANSI C50.13 especifica que todas las unidades de generación deberán soportar, en régimen permanente y sin algún daño, los efectos de la circulación de una corriente inversa, las referencias [9,110,127] obligan a usar la protección de secuencia negativa (46).

El esquema de control remoto del operador del sistema de transmisión sobre la GDFV va incluso más allá que el control requerido sobre el interruptor automático de interconexión de los operadores de las redes de distribución. Este nivel requiere un control obligatorio para potencia de salida mayor que un valor umbral (por ejemplo 100 kVA [34,108], 1 MVA [9], 5 MVA [10]). Así, el apoyo de red dinámico y/o la limitación de potencia activa y/o la provisión de potencia reactiva se hace también necesarios [31 - 34,81,82,109].

Cuando se proporcionan estos servicios auxiliares también se necesita un equipamiento de protección secundario en las unidades de GDFV [30,34]. Este equipamiento ofrece la detección de sub/sobretensión y sub/sobrefrecuencia. Los ajustes recomendados para la protección de la unidad de generación FV están mostrados en la Tabla 2.2.

3.4. Protección y control centralizado para la GDFV

Las plantas FV de gran tamaño tienen muchas zonas de protección desde la perspectiva de protección eléctrica tradicional (Figuras 2.2 y 2.3). La unidad de generación FV es protegida mediante un conjunto separado de relés de protección.

El transformador elevador tiene normalmente un fusible en el lado de MT (relé de protección para transformadores mayores de 0,63–1 MVA). La línea FV colectora de está protegida mediante un relé de protección de alimentador separado. El nudo colector de barra usa un relé de protección de barra en la subestación. El transformador de AT siempre es protegido mediante un relé de protección de transformador.

El hecho que los relés de protección para plantas FV de tamaño medio o grande estén localizados en muchos lugares, junto con la necesidad de un control centralizado para la totalidad de la planta V requiere un sistema de control y protección eléctrica centralizado (Figuras 2.2 y 2.3).

Este sistema centralizado puede estar basado en el bus de procesos IEC 61850-9-2 [128]. La arquitectura del bus de procesos IEC 61850-9-2 se basa en el concepto de unidades de adquisición de datos distribuidas que se unen con varios aparatos primarios y que intercambian información con relés numéricos y los inversores FV sobre comunicación por fibra óptica.

Las unidades de adquisición recogen señales de los transformadores de corriente/tensión, control de los inversores FV, interruptores automáticos y señales de estado. La salida de bus de procesos IEC 61850-9-2 envía señales apropiadas a cada relé y a los inversores FV.

CAPÍTULO 4

Fundamentos de ferroresonancia y desequilibrio

4.1. Ferroresonancia

El término ferroresonancia aparece en la literatura por primera vez en 1920 referido a todo fenómeno oscilatorio ocurrido en un circuito eléctrico que contenga al menos:

- Inductancia no lineal (ferromagnética y saturable tal como el núcleo del transformador).
- Capacitancia
- Fuente de tensión (generalmente sinusoidal) o corriente.
- Bajas pérdidas.

La ferroresonancia es una interacción oscilatoria compleja de energía intercambiada entre capacidades de sistema de potencia (por ejemplo, capacidad a tierra de cables y líneas largas, bancos de capacidades serie o paralelo, capacidades de actualización de tensión en interruptores automáticos, etc.) e inductancias no lineales de núcleos magnéticos (por ejemplo, núcleos magnéticos bobinados en transformadores de tensión/potencia o bobinas en paralelo) [129,130]. Estas oscilaciones, debido a las bajas pérdidas de los núcleos magnéticos, se manifiestan como grandes corrientes y tensiones distorsionadas.

Se pueden encontrar muchos puntos de operación estables e inestables (modos de ferroresonancia) debido a inductancias no lineales variantes de modo constante durante

sus ciclos de magnetización y desmagnetización. Los modos de ferresonancia posibles son normalmente clasificados en 4 tipos [129]: fundamental, subarmónica, pseudo-periódico y caótica.

Para prevenir las consecuencias de la ferresonancia tales como disparos intempestivos de las protecciones, deterioro de aparellaje: transformadores, aparatos de medida, etc. es necesario conocer y entender el fenómeno, saber predecirlo e identificarlo para poder eliminarlo y soslayarlo en la medida de lo posible. Se conoce poco sobre este fenómeno de naturaleza muy compleja ya que además, no puede ser simulado computacionalmente, y es por ello por lo que es el causante del deterioro y destrucción de numerosos dispositivos eléctricos y electrónicos.

4.1.1. Modos de Resonancia

Las experiencias mostradas en experimentos en sistemas de potencia, así como en modelos de laboratorio y modelos numéricos permite clasificar la ferresonancia en varios tipos diferentes según el modo que experimentan [129]. Estos modos corresponden al estado estable, una vez que es estado transitorio ha finalizado, aunque a veces es muy difícil diferenciar de un estado transitorio a uno estable en los sistemas de potencia aquejados de este fenómeno.

De cualquier manera, los estados transitorios de resonancia no entrañan riesgo para los equipos y el aparellaje de las instalaciones eléctricas. Los transitorios de sobretensión potencialmente dañinos ocurren normalmente varios periodos después del evento (como p. ej. energizar un transformador sin carga) y persisten por varios ciclos mas.

Los distintos modos pueden identificarse bien por el espectro de la tensión y la intensidad, o bien por la imagen estroboscópica obtenida por la medida de la intensidad y tensión en un punto dado del sistema, representando valores instantáneos en instantes separados por un periodo de sistema.

Las características de cada modo (Figura 4.1) [129] de detallan a continuación.

4.1.1.1. Modo fundamental

En el modo fundamental (Figura 4.1a) las tensiones y las corrientes son periódicos de periodo T igual al periodo del sistema. La imagen estroboscópica se reduce a un punto alejado del punto que representa el estado normal.

4.1.1.2. Modo subarmónico

En el modo subarmónico (Figura 4.1b) las señales son periódicas con un periodo nT que es múltiplo del periodo fundamental. Este estado es conocido como subarmónico n o armónico $1/n$. Los estados ferresonantes subarmónicos son normalmente de orden impar. El espectro posee un valor fundamental igual a f_o/n . La imagen estroboscópica revela n puntos.

4.1.1.3. Modo pseudo-periódico

Este modo no es periódico estrictamente hablando (Figura 4.1c). El espectro es un espectro discontinuo cuyas frecuencias se pueden expresar de la forma $nf_1 + mf_2$, donde n y m son enteros y f_1 y f_2 son números reales irracionales. La imagen estroboscópica muestra una curva cerrada.

4.1.1.4. Modo caótico

El modo caótico posee un espectro continuo, el cual existe para todas las frecuencias. La imagen estroboscópica esta compuesta por puntos separados que ocupan un área en el plano tensión y corriente conocida como “strange attractor”

Hay también la posibilidad de modos mezclados o no estables [131,132].

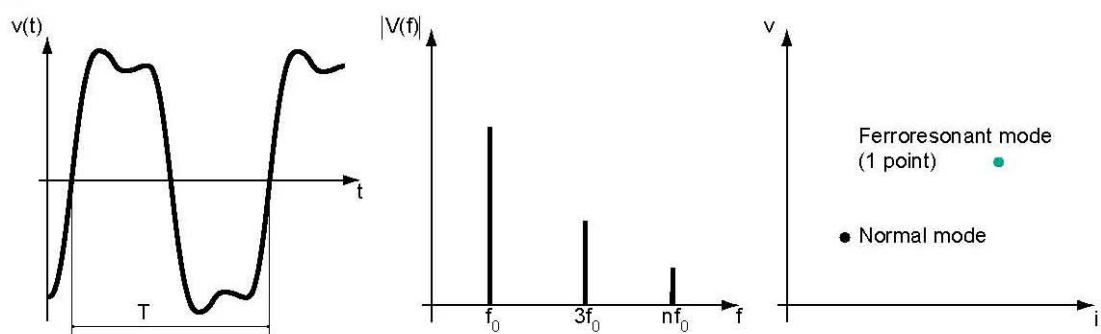
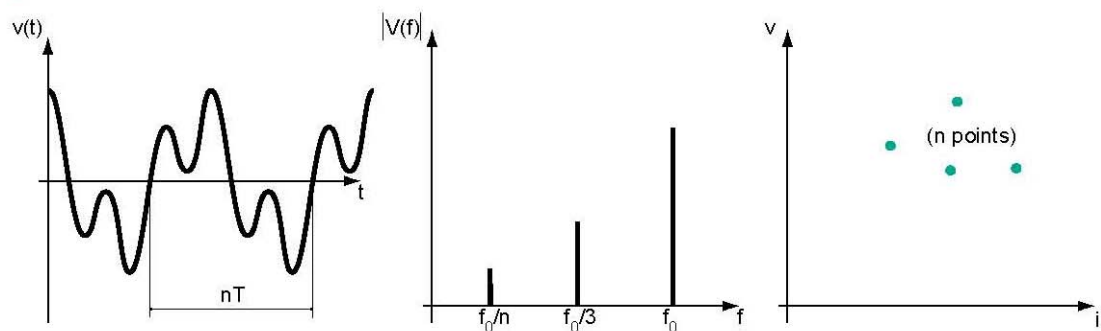
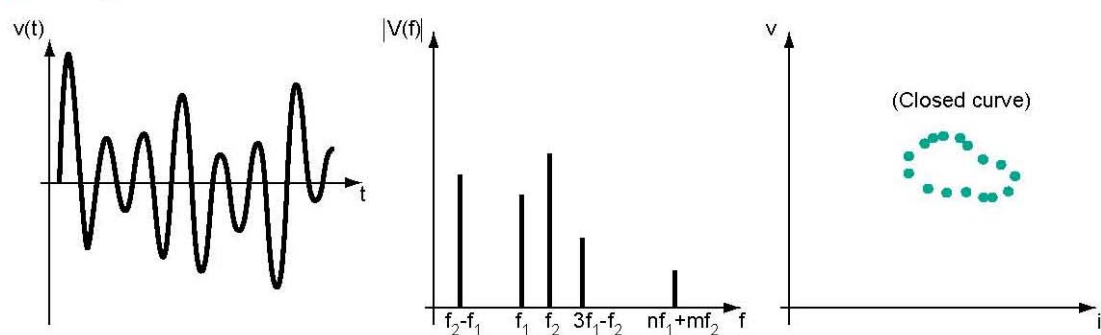
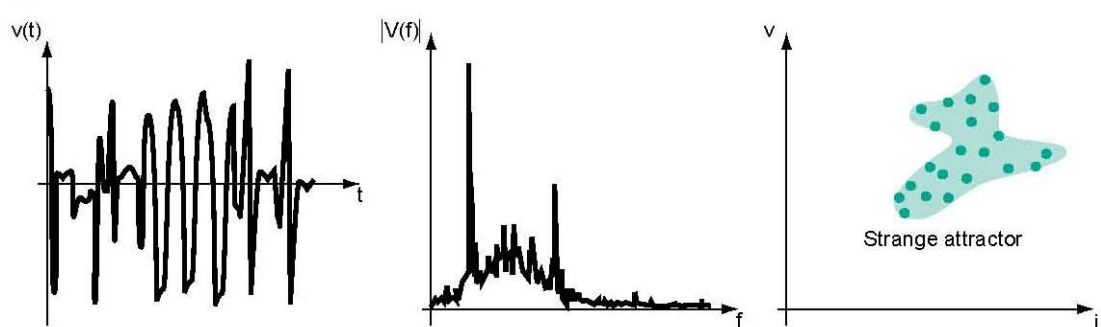
a - Fundamental mode**b** - Subharmonic mode**c** - Quasi-periodic mode**d** - Chaotic mode

Figura 4.1. Modos de ferroresonancia.

4.1.2. Tipos de Ferroresonancia

4.1.2.1. Ferroresonancia serie

La ferroresonancia serie ocurre cuando una inductancia no lineal está alimentada desde una fuente sinusoidal (alimentación de tensión) a través de una capacidad serie [133]. Este ferroresonancia puede surgir bajo diferentes escenarios tales como:

- Transformadores de tensión alimentados a través de la capacidad de actualización de uno (o más) interruptor(es) automático(s) abierto(s) [129,134,135].
- Transformadores de tensión conectados a un sistema de neutro aislado con una falta de tierra o una condición de interruptor enclavado [136 - 139].
- Transformadores de potencia ligeramente cargados alimentados accidentalmente en una o dos fases (por ejemplo, fusión de fusible o apertura de fase individual del interruptor automático, ruptura del conductor, trabajos en tensión) [129,140 - 146].
- Compensación longitudinal de capacidad serie en líneas terminadas con transformadores ligeramente cargados [136,147].

En los circuitos ferroresonantes serie, además de las oscilaciones ferroresonantes de frecuencia fundamental [129,134,135,146,147], pueden surgir oscilaciones subarmónicas (SH), principalmente de periodo 3(SH3) o 5(SH5) [129,134,135,142 - 145,147] e incluso oscilaciones caóticas [129,135,142,145,146].

4.1.2.2. Ferroresonancia paralelo

La concurrencia de oscilaciones ferroresonantes cuando la capacidad de fuga del sistema está en paralelo con un transformador o una bobina es conocida como ferroresonancia paralelo. En este caso, el elemento que conecta la fuente de tensión al elemento no lineal es inducido. Esta ferroresonancia puede surgir bajo diferentes escenarios tales como:

- Transformadores de tensión conectados a un sistema no unido a tierra con transitorios de disparo (por ejemplo, energización del sistema) o faltas a tierra temporales [148 - 150].
- Transformadores de potencia ligeramente cargados alimentados por un sistema

de potencia altamente capacitivo con potencia de cortocircuito baja [129].

- Restauración de tensión de un transformador de potencia descargado al final de una línea larga [146,151 - 154].

Los modos de oscilación que pueden aparecer en los circuitos ferresonantes paralelos son [148,149,155]: normal (N), fundamental desequilibrada (UF), armónico 2 ó 3 (H2[153], H3[154]), subarmónico 2, 3, ó 3/5 (SH2, SH3, SH3/5 [146]), cuasi-periódico $\frac{1}{2}$ (QP- $\frac{1}{2}$) y cuasi-periódico (QP-2). Los modos N, UF y H3 son puramente periódicos mientras que los últimos implican la existencia simultánea de al menos dos oscilaciones acopladas no lineales [152].

4.2. Desequilibrio de corriente

4.2.1. Marco unificado para el análisis del desequilibrio y la distorsión armónica

El estudio en régimen permanente de los efectos combinados de la distorsión de forma de onda y desequilibrio en sistemas trifásicos se lleva a cabo mediante el análisis de fasores tradicional unido a la transformación de componentes simétricas [156]. Esto es solo aplicado sólo sobre los armónicos individuales obtenidos a partir de la transformación de Fourier de las formas de onda [157,158].

En primer lugar, las formas de onda distorsionadas periódicas (frecuencia fundamental $f_1=1/T$) de corriente o tensión en un sistema trifásico (fases a , b y c) con igual forma y desplazamiento de tiempo de $T/3$ desde una fase a las otras, pueden ser estudiadas aplicando su desarrollo de serie de Fourier para obtener las componentes de forma de onda en varios órdenes de armónico. Por ejemplo, la corriente es dada por:

$$i_p(t) = I_p^0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} I_p^h \sin(h\omega t + \phi_p^h) \quad (4.1)$$

donde $i_p(t)$ es la corriente instantánea de la fase $p=a,b,c$, I_p^0 es el valor medio, I_p^h y ϕ_p^h es el valor RMS y ángulo de fase inicial de la corriente para el orden h -ésimo de armónico respectivamente. Las componentes de la forma de onda transformada en el orden de armónico h -ésimo en las tres fases a , b , y c son representadas usando los fasores específicos.

$$\vec{I}_a^h = I_a^h e^{j\phi_a^h}, \vec{I}_b^h = I_b^h e^{j\phi_b^h}, \text{ y } \vec{I}_c^h = I_c^h e^{j\phi_c^h} \quad (4.2)$$

En segundo lugar, la transformación de componentes simétricas puede ser usada para proporcionar una visión general sobre las componentes armónicas en condiciones desequilibradas. Chicco [159] introdujo una separación detallada entre componentes equilibradas y desequilibradas para corrientes fundamentales y armónicas. La transformación de componentes simétricas se aplica a cualquier fasor triple en el sistema trifásico, no haciendo referencia a la frecuencia. Por lo tanto, usando la transformación sobre los fasores de corriente de fase en el orden de armónico h -ésimo, estos fasores desequilibrados pueden ser descompuestos en componentes de secuencia positiva $\vec{I}_1^h$, negativa $\vec{I}_2^h$ y cero $\vec{I}_0^h$ como sigue:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_1^h \\ \vec{I}_2^h \\ \vec{I}_0^h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_a^h \\ \vec{I}_b^h \\ \vec{I}_c^h \end{bmatrix}; \quad \text{Operator } \alpha = e^{j\pi/3} \quad (4.3)$$

En el caso ideal de un sistema trifásico simétrico y equilibrado con formas de onda distorsionadas, las secuencias positiva, negativa y cero están desacopladas mediante la transformación de componentes simétricas, haciendo posible establecer una relación entre cada orden de armónico y una secuencia única (Tabla 4.1). Sin embargo, en situaciones prácticas el sistema de distribución está sujeto a desequilibrio, y las tensiones de alimentación no son perfectamente simétricas [160,161]

Además, la periodicidad no está tampoco rigurosamente garantizada, debido a presencia de interarmónicos [162]. Las condiciones previas introducen un efecto de acoplamiento entre las secuencias en cada orden de armónico, por lo que no es posible establecer una asociación unívoca entre un orden de armónico dado y una secuencia individual (Tabla 4.1).

Orden armónico	Frecuencia rotación (rad)	Secuencia ideal)	(caso general)	Secuencia (caso general)
$3m-3$	$(3m-3)\omega$	Cero		Cero, positiva, negativa
$3m-2$	$(3m-2)\omega$	Positiva		Cero, positiva, negativa
$3m-1$	$(3m-1)\omega$	Negativa		Cero, positiva, negativa

Tabla 4.1. Relación entre el orden armónico y secuencias ($m=1, \dots, \infty$).

4.2.2. Indicadores extendidos para el análisis del desequilibrio y la distorsión

Los estándares de calidad de potencia existentes consideran los siguientes indicadores independientes para distorsión y desequilibrio:

- Distorsión armónica total de corriente en la fase $p=a,b,c$ (THD_{Ip}) [163]
- Distorsión interarmónica total (TID_{Ip}) [163]
- Ratios de la corriente de secuencia negativa y secuencia cero respecto a la corriente de secuencia positiva en el armónico h -ésimo (negativa - $\zeta_2^h = |\tilde{I}_2^h / \tilde{I}_1^h|$ - y cero - $\zeta_0^h = |\tilde{I}_0^h / \tilde{I}_1^h|$ - indicadores de desequilibrio de corriente del armónico h -ésimo) [164].

Esto puede generalizarse a sistemas trifásicos sujetos a desequilibrio y distorsión de forma de onda, debido al efecto de acoplamiento entre las secuencias en cada orden de armónico, por lo que se requiere formular nuevos indicadores más afinados, capaces de proporcionar una caracterización general de efectos individuales de desequilibrio y distorsión armónica.

Además, estos indicadores mantienen una distinción consistente entre los efectos de desequilibrio y distorsión. Así, el indicador de distorsión de corriente de fase total TPD_I es preferible en lugar del indicador clásico de distorsión armónica THD_{Ip} [159]:

$$TPD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left[\left(I_0^h \right)^2 + \left(I_1^h \right)^2 + \left(I_2^h \right)^2 \right]}}{\sqrt{\left(I_0^1 \right)^2 + \left(I_1^1 \right)^2 + \left(I_2^1 \right)^2}} \quad (4.4)$$

Se hace necesario por tanto un nuevo indicador de desequilibrio, el indicador de desequilibrio de corriente de fase total [159]:

$$TPU_I = \frac{\sqrt{\sum_{m=1}^{\infty} \left[\left(I_0^{3m-1} \right)^2 + \left(I_0^{3m-2} \right)^2 + \left(I_1^{3m-1} \right)^2 + \left(I_1^{3m-3} \right)^2 + \left(I_2^{3m-2} \right)^2 + \left(I_2^{3m-3} \right)^2 \right]}}{\sqrt{\sum_{m=1}^{\infty} \left[\left(I_0^{3m-3} \right)^2 + \left(I_1^{3m-2} \right)^2 + \left(I_2^{3m-1} \right)^2 \right]}} \quad (4.5)$$

4.3. Protección de fase abierta

4.3.1. Descripción de la unidad de protección de fase abierta

La protección PBC (protección de secuencia negativa) detecta el desequilibrio de corrientes en las distintas fases. Funciona midiendo la secuencia positiva, negativa y cero de la corriente que circula (I_1 , I_2 , y I_0), Figura 4.2.

El detector PBC arranca cuando la corriente de secuencia negativa supera el valor de arranque ajustado ($0.05-0.4I_B$, normalmente $0.05I_B$, siendo I_B la corriente de base) y la corriente de secuencia cero es inferior al valor de arranque ajustado ($0.05-0.4I_B$, normalmente $0.05I_B$).

Una vez que ha arrancado, la unidad de protección PBC actúa si el arranque es mantenido durante un periodo de tiempo mayor que el valor de ajuste ($0.05-300s$, normalmente $0.1 s$). Con el objetivo de prevenir arranques intempestivos, la protección PBC sólo se activa cuando la corriente secuencial positiva es mayor que un valor umbral ($0.02-1I_B$, normalmente $0.1I_B$).

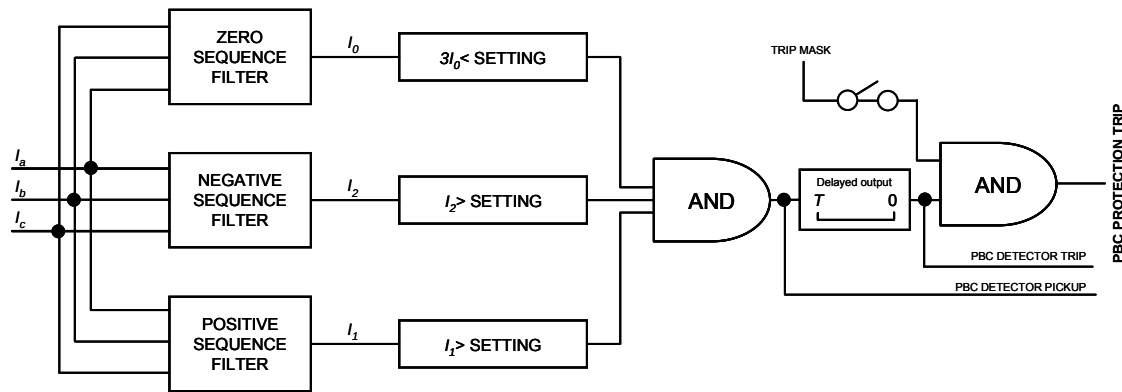


Figura 4.2. Diagrama de la unidad de protección PBC (ANSI 46).

4.3.2. Aplicación de la protección de fase abierta

Una de las funciones de la protección PBC en sistemas de distribución aéreos de MT es la detección de faltas a tierra de elevada impedancia (HIEFs). Ejemplos de este tipo de faltas pueden ser una rama de árbol seca que contacta con dos conductores de fase, o uno o más conductores rotos contactando con el asfalto o cemento, es decir conductores aéreos caídos sobre el suelo. La baja corriente de falta ($0.7 [165]-100A [166]$) bajo las condiciones anteriores es muy difícil de detectar siendo por tanto un evento peligroso para las cosas y sobre todo para las personas.

En algunas situaciones en las que se unen condiciones de suelo especiales y una puesta a tierra en MT de tipo resistivo en cabecera de la subestación puede conllevar tensiones de contacto muy peligrosas que dañen la seguridad de personas en caso de faltas HIEFs [165].

Este hecho fue intensivamente investigado por la compañía *ENDESA*, llegando a la

necesidad de instalar la protección PBC en cada línea aérea de MT desde hace muchos años (alrededor de 20) como práctica habitual de protección de la compañía.

La motivación primaria para detectar y eliminar las faltas HIEF fue mejorar la seguridad de las personas. La protección actúa cuando un hilo de una línea aérea cae al suelo. Sin esta protección, el hilo podría estar en el suelo con tensión y sin no hay una fuga a tierra apreciable, de manera indefinida, con el peligro que conllevaría. Posteriormente, el RD 1663/2000 [29] fijó que las plantas FV no deberían dañar la seguridad de los trabajadores de la compañía, por tanto, esa fue una razón más para mantener la protección PBC activa en líneas que recogen la potencia generada por plantas FV.

4.3.3. Alternativas a la protección de fase abierta

En muchos países del mundo, la protección PBC se usa normalmente para la detección de faltas HIEF en líneas aéreas radiales [29,86,166 - 173]. No obstante, algunas veces se usan otros métodos alternativos para esta detección aunque no son igual de fiables tanto en la detección como en los falsos arranques [35,86,165,172,174-176]. Entre las alternativas se encuentran:

- La protección *ultrasensible a tierra* consiste en un toroide que abarca los 3 cables de MT así como los latiguillos de tierra, y que es capaz de detectar variaciones de mA. Por lo tanto, una caída de un hilo, con la correspondiente fuga, por pequeña que fuese, sería detectada por esta protección.

Otras alternativas que funcionan en los casos de líneas de transporte, pero no así en las de distribución debido a la profusión de derivaciones, son:

- Protección distancia (21): mide intensidad y tensión, determinando la impedancia del circuito. Si cambia la impedancia por una caída de un hilo es detectada de manera inmediata. El problema que presenta es que una red está viva y la impedancia no es conocida ya que hay continuos apoyos y cambios entre fronteras en la medida que se opera la red. Por ello no es utilizable como tal.
- Protección homopolar (64): Es utilizable solo en transformadores y no es aplicable a líneas pero el objetivo es el mismo.

CAPÍTULO 5

Estudio de casos de disparo no deseado de la protección de fase abierta

El disparo no deseado de la protección PBC ocurrió en más de 10 líneas conectadas a plantas FV, tanto aéreas, subterráneas como mixtas de la compañía distribuidora eléctrica ENDESA. Este capítulo va a presentar tres casos representativos en relación con las causas que originaron el disparo de la protección. En cada uno de estos ejemplos, el malfuncionamiento del sistema de protección se debió a causas diferentes. La Tabla 5.1 muestra las principales características de las plantas FV implicadas, las líneas de alimentación y el sistema de protección asociado. La tipología de líneas y sistema de protección es variada.

Además de la protección digital en cabecera en MT de las redes de distribución (relés SIEMENS o Schneider SEPAM) se usaron dos analizadores trifásicos de calidad de potencia en la parte de BT (Fluke 1760 y Topas 1000) de la planta FV. Estos analizadores recogieron datos de calidad de potencia asociados en cada momento donde se produjo el disparo de la protección.

En este estudio, la protección PBC en todas las líneas de alimentación se dispuso en modo monitor durante más de año y medio. En este modo de operación, la protección arranca y graba el evento cuando coinciden las condiciones de disparo, pero la línea no llega a disparar para evitar el corte del suministro a la línea, con el perjuicio a clientes

que ello conllevaría.

Las campañas de recogida de medidas con los analizadores en la parte de BT se llevaron a cabo durante 10 a 15 semanas en otoño, invierno y primavera. El motivo fue la gran cantidad de datos obtenidos en intervalos de 0.2s. Estas estaciones fueron elegidas por el elevado número de disparos intempestivos cuando las plantas generan energía a bajos niveles de potencia. Esto ocurre fundamentalmente a primeras horas de la mañana o del atardecer o en los días en los que el cielo esta nublado y la potencia es igualmente pequeña.

5.1. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por ferroresonancia

En esta sección se discute la ferroresonancia que condujo al disparo no deseado de la protección PBC de la línea *A* mediante la cual la potencia de salida de la planta FV *A* era transferida directamente a la subestación primaria (Tabla 5.1). Para este propósito, fue llevado a cabo una campaña de medidas usando la protección digital de la línea (SIPROTEC 4 relay 7SJ64). Además, el analizador Topas 1000 fue localizado en el subsistema FV *A* (Tabla 5.2) de esta planta FV.

Se encontraron en los registros dos modos de oscilación ferroresonante en el sistema de potencia en MT flotante alimentado en sentido inverso por la planta *A*: (i) oscilación fundamental no balanceada (UF); (ii) modo de batimiento continuo (COB). Aunque no se conocía la causa precisa, la única posibilidad real es la ferroresonancia paralela producida por el acoplamiento de una inductancia de excitación no lineal del transformador puesto a tierra (ET) y la capacitancia del sistema completo a tierra (Figura 5.2).

La Figura 5.1 muestra la configuración de la planta FV *A* en el sistema de potencia flotante. La potencia FV generada es evacuada a la subestación primaria a través de dos líneas de alimentación en MT. Un cable subterráneo conecta todos los centros de distribución ubicados en la planta FV.

En la barra de MT de la subestación se encuentra una batería de condensadores de 4 MVar y un transformador zigzag puesto a tierra (ET). Un transformador en AT con relación 66/15 kV tipo delta estrella a tierra conecta el planta FV con la línea de transporte en AT.

GPFV	A	B	C
Configuración	Seguidor solar	Seguidor solar	Panel fijo
Potencia instalada total (MW _p)	10.11	5.9	4.0
Tensión nominal MT (kV)	15	20	15
Tensión nominal BT (kV)	0.4	0.4	0.4
Potencia unitaria módulo FV (W _p)	160/220	180	180/220
Tipo de inversor FV	Trifásico	Trifásico	Monofásico
Número de inversores FV	25	56	1240
Potencia nominal CA inversor FV (kW)	400	98.2	3
Número de transformadores MT/BT	12+(1)	7	8
Potencia nominal del transformador MT/BT (kVA)	1000 o (630)	1000	630
LÍNEA DE ALIMENTACIÓN (LMT)	A	B	C
Número de LMT a través de las cuales evacúan hacia la subestación las GPFVs A, B o C	2	1	1
Topología de alimentación MT	Mixta, predominantemente subterránea	Aérea radial	Aérea radial
Longitud de la LMT (km)	4	6	5
PROTECCIÓN DIGITAL DE LA LMT			
Nombre de la protección	SIPROTEC 4 relé 7SJ64 (SIEMENS™)	SIPROTEC 4 relé 7SJ64 (SIEMENS™)	Sepam™ Series 80 relé (SCHNEIDER™)
Ajustes de la protección PBC (46)			
Corriente Base I_B (A)	200	200	150
I_2 punto ajuste (% I_B)	>5% (>10 A)	>5% (>10 A)	>5% (>7.5 A)
I_0 punto ajuste (% I_B)	<5% (<10 A)	<5% (<10 A)	<5% (<7.5 A)
I_1 punto ajuste (% I_B)	>10% (>20 A)	>3% (>6 A)	>10% (>15 A)
Retardo (ms)	100	100	100

Tabla 5.1. Características principales de las plantas FV A, B y C y líneas de MT que evacúan la potencia FV a las subestaciones primarias.

La Figura 5.2 representa el circuito equivalente del sistema de la Figura 5.1. Al estar producida la ferresonancia en el circuito cero, la batería de condensadores y el transformador de potencia tipo delta no han sido tenidos en cuenta.

La capacitancia del sistema a tierra está en paralelo con el transformador, elemento no lineal del conjunto. El elemento que conecta la fuente de tensión con el elemento no lineal es inductivo.

La medida de las corrientes en las secciones siguientes, tanto en la protección digital de cabecera en la celda de la subestación primaria (punto $P1$, Figura 5.1) o en el subsistema A del planta FV (punto $P2$), no incluye solo la corriente ferresonante del ET si no que también incluye la no ferresonante del transformador de potencia, ya que ambos están alimentados por la misma fuente de alimentación (planta FV A).

Por lo tanto, cuando el transformador de potencia está ligeramente cargado, por ejemplo a bajos niveles de potencia de carga de la planta FV A , la corriente medida en ambos puntos esta muy próxima al valor de la corriente ferresonante del transformador de puesta a tierra.

Subsistemas FV	A	B	C
Potencia salida subsistema (kWp)	809	842	493
Número inversores FV	2	8	153
Potencia CA inversor unitario (kW)	400	98.2	3
Número de transformadores MT/BT	1	1	1
Potencia nominal transformadores MT/BT (kVA)	1000	1000	630
AJUSTES DE LA PBC EN EL LADO DE LA MEDICIÓN (LADO BT)			
Corriente base I_B (A)	1187.6	1428.5	694.0
I_2 punto ajuste ($\%I_B$)	>5% (>59.4A)	>5% (>71.4A)	>5% (>34.7 A)
I_0 punto ajuste ($\%I_B$)	<5% (<59.4A)	<5% (<71.4A)	<5% (<34.7 A)
I_1 punto ajuste ($\%I_B$)	>10% (>118.8A)	>3% (>42.8A)	>10% (>69.4 A)

Tabla 5.2. Datos de los subsistemas FV A , B y C monitorizados en las plantas FV

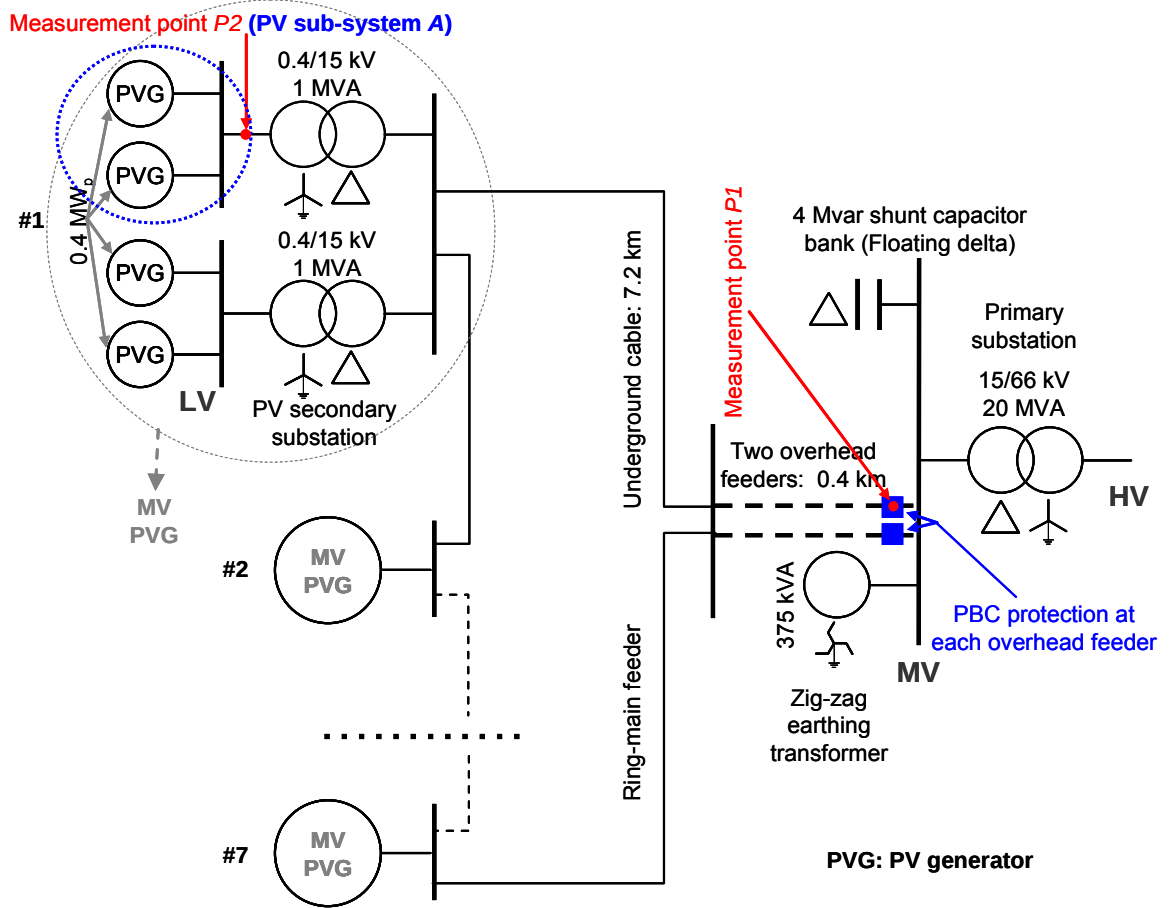


Figura 5.1. Diagrama unifilar del sistema de potencia de MT flotante alimentada en sentido inverso por la planta FV A.

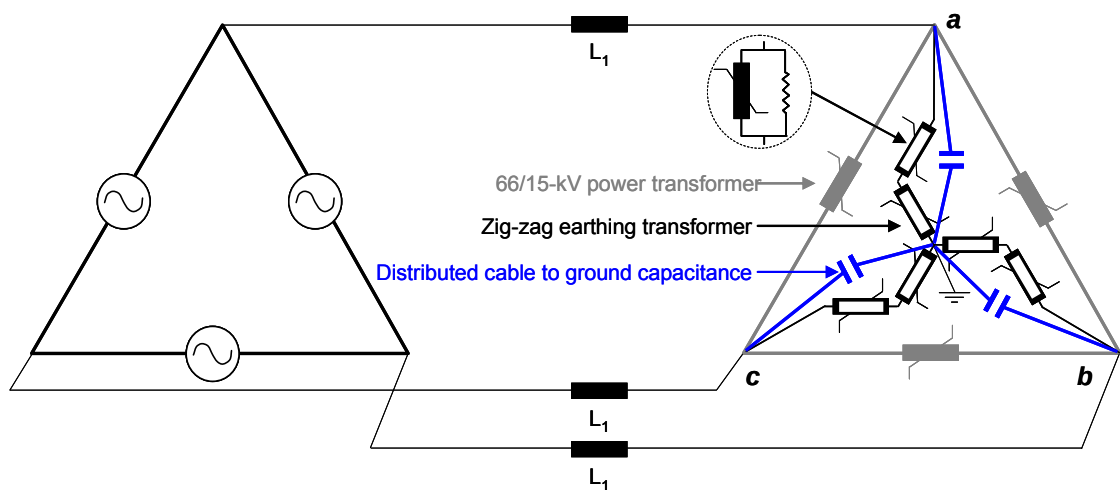


Figura 5.2. Circuito equivalente del sistema mínimo.

5.1.1. Oscilación fundamental desequilibrada

La conexión o el cambio repentino de potencia de salida de la planta FV *A* son eventos que pueden perturbar el sistema simétrico de tensiones fase a tierra del lado de la fuente con respecto al lado del transformador de puesta a tierra en el sistema de potencia de MT no unido a tierra (Figura 5.2). Como resultado, este sistema puede repentinamente saltar a un estado ferresonante fundamental no balanceado (UF).

Para el modo de oscilación UF, las Figuras 5.3 y 5.4 muestran las corrientes de fase circulando a través de la protección digital de la celda de subestación (Punto *P2*) para dos niveles de potencia de salida de la planta FV *A*. Esta corriente, como se ha mencionado anteriormente, es la suma de corrientes hacia el transformador de puesta a tierra y el de potencia. A partir de estas gráficas, se observa claramente que la componente fundamental es la parte dominante de las señales de sobretensión y sobrecorriente.

Bajo condiciones de operación normal, es decir en un estado no ferresonante, la tensión aplicada a los devanados del transformador de puesta tierra (Figura 5.2) era similar a la tensión asignada, por lo tanto la corriente que circula a través de esos devanados es muy pequeña comparada con la corriente del transformador de potencia (Figuras 5.3a y 5.4a).

La inductancia de excitación de los devanados estaba caracterizada por su linealidad. La inductancia equivalente en el circuito ferresonante (inductancia de excitación en paralelo con capacidad del sistema a tierra, Figura 5.2) es capacitiva y la corriente capacitiva es mayor que la corriente inductiva. Las tres impedancias de fase a tierra son equivalentes.

Cuando comenzó el fenómeno de ferresonancia UF en el transformador de puesta a tierra, se detectaron saturaciones diferentes de los tres núcleos de hierro del transformador de puesta a tierra. Así, los dos devanados serie de una fase en particular comenzaron a saturarse fuertemente, lo cual condujo a una disminución de su valor de inductancia. Esto condujo paralelamente a un gran incremento de corriente de excitación en esos devanados serie, y corriente de fase asociada (Figuras 5.3a y 5.4a). Esta corriente de fase se transformó en inductiva (Figuras 5.5a y b), y las tensiones de línea y fase asociadas a estos devanados decrecieron fuertemente (Figuras 5.3b y 5.4b).

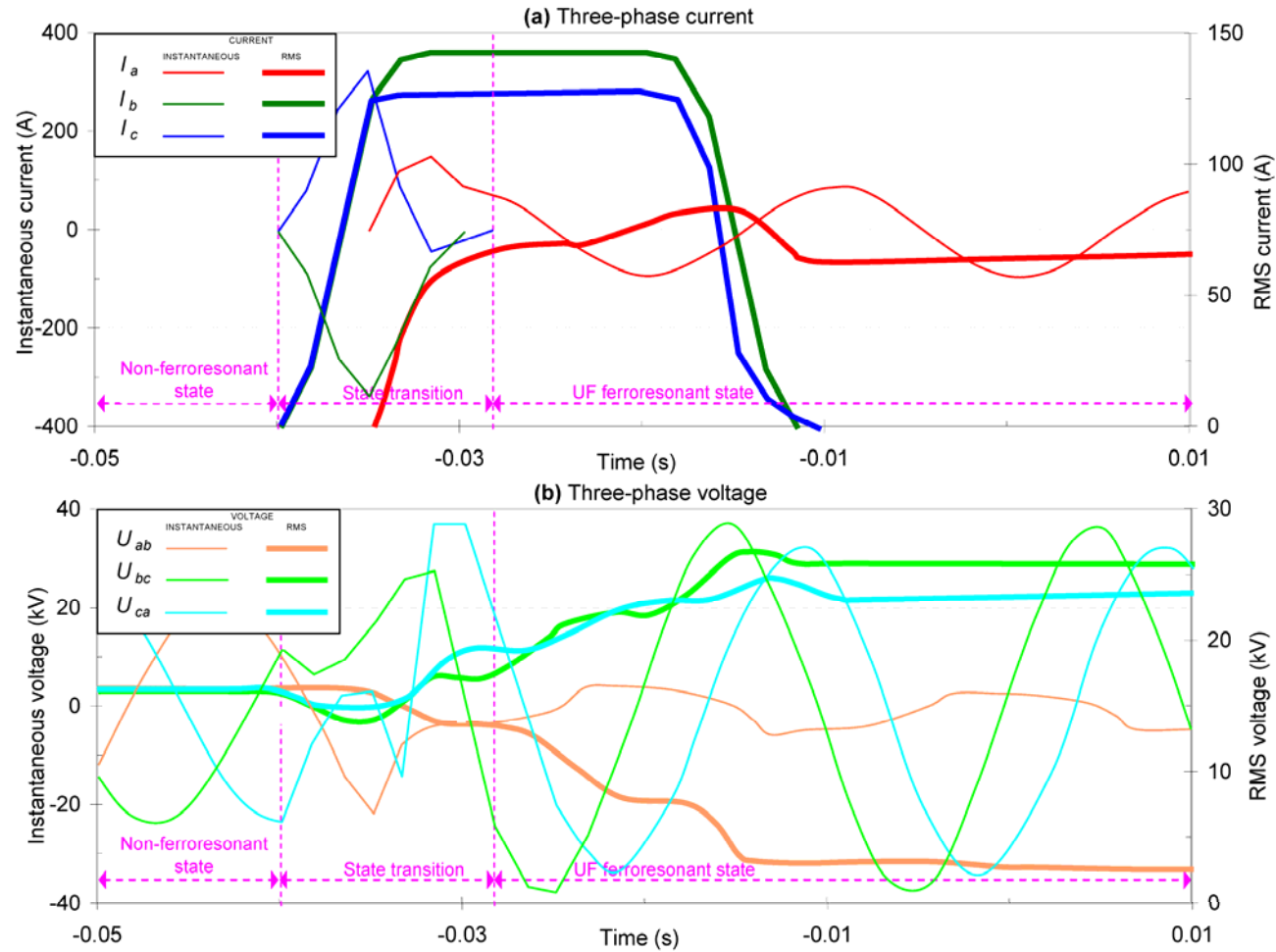


Figura 5.3. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación UF (1% de potencia de salida de la planta FV A).

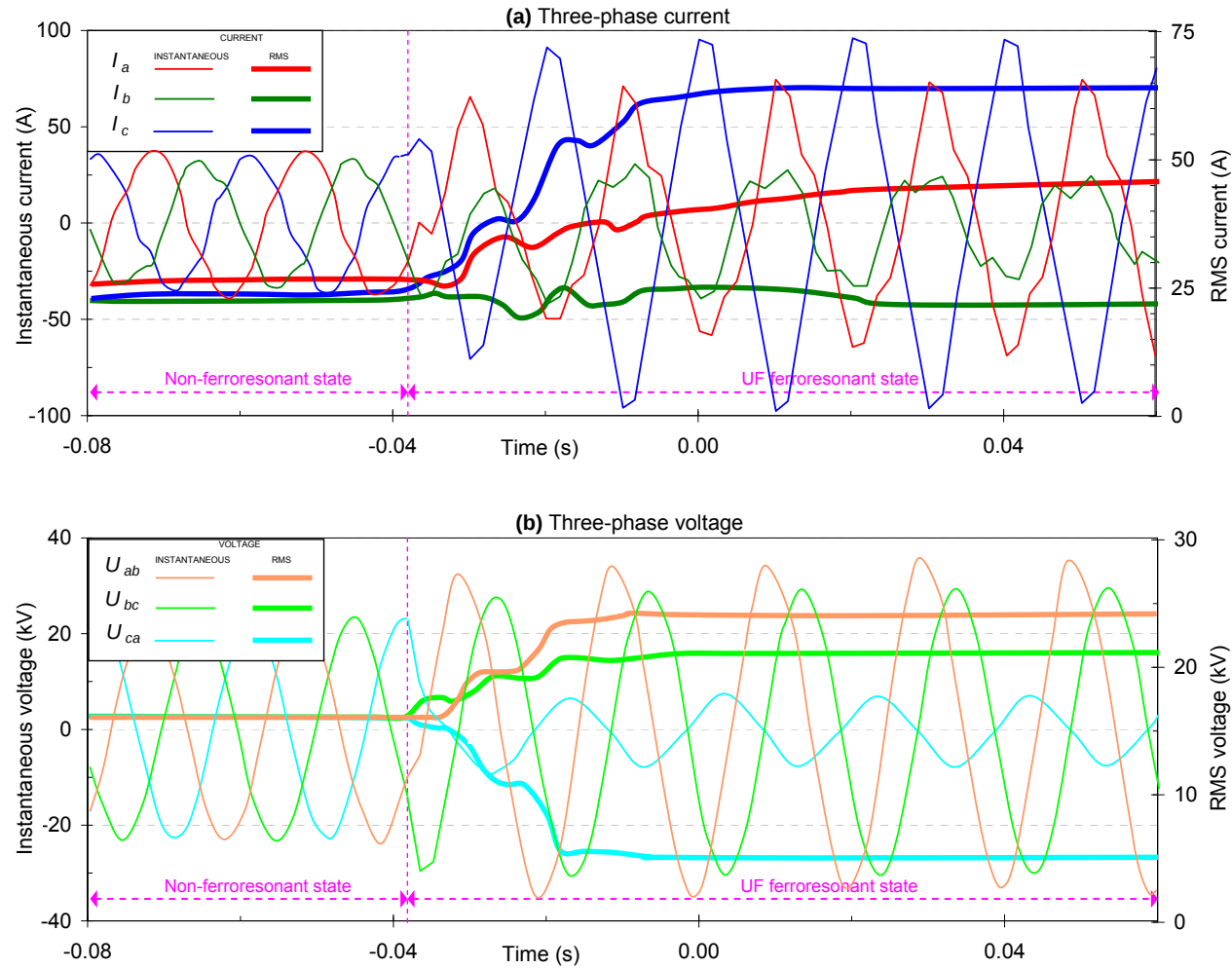


Figura 5.4. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación UF (14.3% de potencia de salida de la planta FV A).

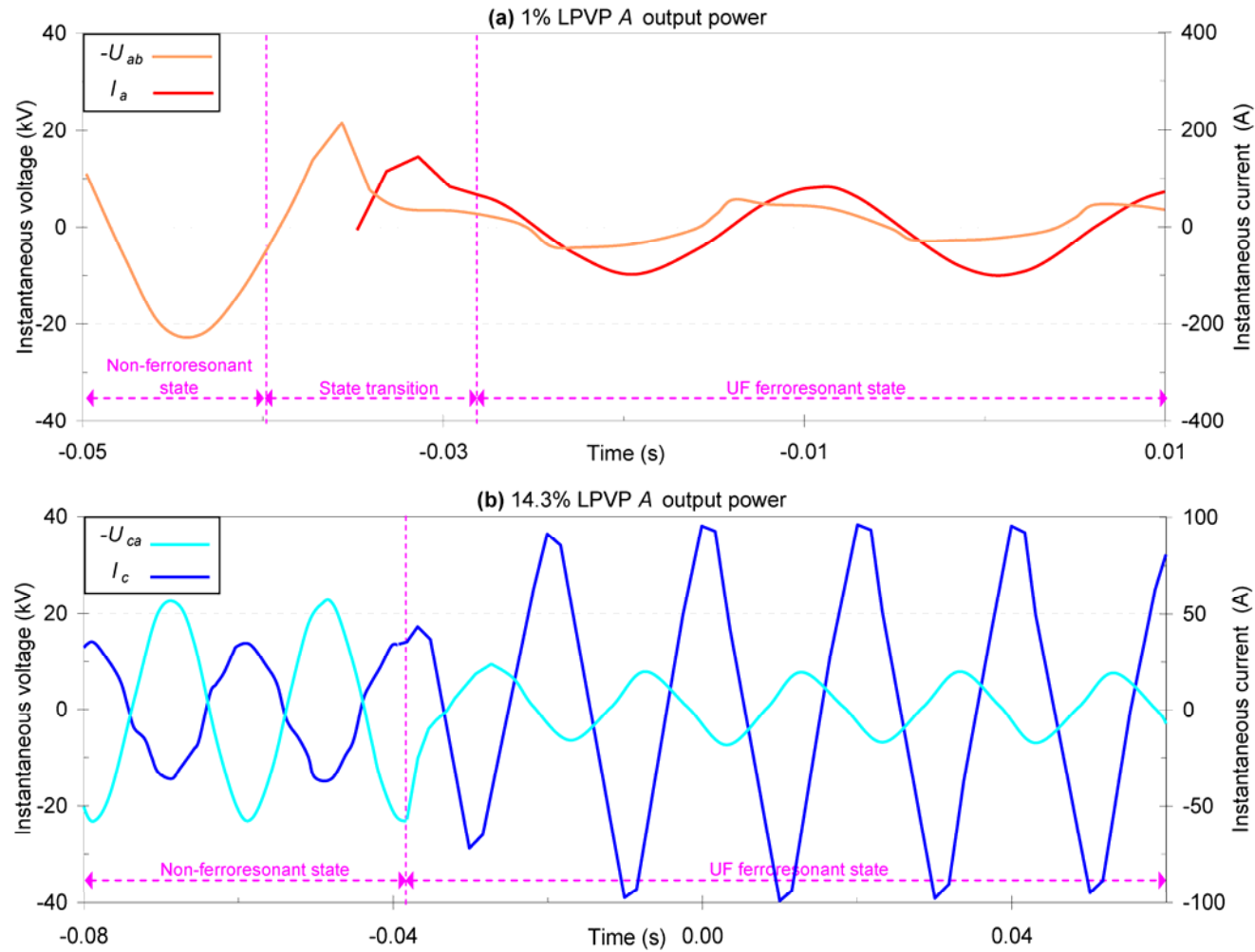


Figura 5.5. Formas de onda de la corriente de fases $a(c)$ y de la tensión de fases $ab(ca)$ en la protección digital de la línea: (a) 1% de potencia de salida de la planta FV A; (b) 14,3% de potencia de salida de la planta FV A.

Mientras tanto, las otras dos fases eran todavía capacitivas, mostrando tensiones de fase mayores y corrientes de fase no ferresonantes. Aunque la corriente de excitación del transformador de puesta a tierra es de alrededor de algunos cientos de mA, su corriente ferresonante alcanzó algunas decenas de amperios (Figuras 5.3a, 5.4a, 5.5a y b). Para finalizar, se encontraron incrementos similares en transformadores de tensión y reguladores.

5.1.2. Modo de oscilación de batimiento continuo

La aparición del modo de batimiento continuo (COB) de ferresonancia se consiguió mediante un mal funcionamiento programado del regulador de tensión del transformador AT/MT. Bajando su valor desde 16,4 kV (nivel asignado) a 15.4 kV (salto de 0.5 kV), no se observaron problemas. Sin embargo, cuando la tensión fue ajustada hacia arriba a 17,4 kV (106% U_n), el sistema de potencia de MT no unido a tierra entró en una ferresonancia estable.

Las Figuras 5.7 y 5.9 muestran para el modo COB de oscilación las corrientes de fase que circulan a través de la protección digital de la línea (punto *P1*) cuando la potencia de salida de la planta FV *A* era del 12,2%. Las Figuras 5.8 y 5.10 muestran las corrientes de fase del subsistema FV *A* (punto *P2*) cuando la potencia de salida de la planta FV *A* era del 42,4%.

Como se muestra en estas gráficas, se concluye que el modo de oscilación del sistema de MT en cualquier instante de tiempo estaba instantáneamente en un modo UF. Sin embargo, la fase(s) particular(es) en ferresonancia estaba (estaban) continuamente oscilando de una manera periódica entre las tres fases (la frecuencia era alrededor de 1,2 Hz). La razón de esta oscilación era el desplazamiento cambiante de la tensión del punto neutro en el lado de la fuente. Esto conllevaba cambios en la saturación de cada núcleo de hierro del transformador trifásico de puesta a tierra.

Así, en un instante de tiempo dado, los devanados más fuertemente saturados del transformador de puesta a tierra tenían un gran incremento de corriente de excitación y una baja tensión fase a neutro. Consecuentemente, la corriente de fase asociada era la mayor y la tensiones de fase asociadas era las menores. Por ejemplo (ver Figura 5.6), cuando el valor RMS de la corriente de fase *a* era el mayor, el valor RMS de la tensión de fase *ab* era casi el menor. Como consecuencia, el valor RMS de la tensión de fase neutro *a* era el menor.

Las tensiones de fase oscilaron entre el 103–108% de la tensión asignada en este modo de ferresonancia (Figuras 5.6b, 5.9 y 5.10). El efecto batiente en la corriente fue observado en la transferencia gradual desde un estado de corriente elevada (estado de ferresonancia), a un estado de corriente menor (estado no ferresonante), y vuelta de nuevo a empezar.

El espectro de las corrientes de fase que circulan por la protección digital de la línea (Figura 5.6a) muestra que la distorsión armónica es la mayor donde la corriente de fase es menor. No hay una frecuencia de resonancia apreciable. De la misma forma, el espectro de tensiones en el mismo punto (Figura 5.6b) no muestra una frecuencia de resonancia apreciable.

Las formas de onda y el espectro de corrientes del subsistema FV A (Figura 5.7b) reflejan la presencia del modo subarmónico tercero SH3 además de el modo armónico fundamental. Así, el espectro de frecuencia era rico en armónicos pares e impares del modo SH3, por ejemplo el SH3/2 (33.33Hz), SH3/5 (83.33Hz), SH3/7, SH3/8, SH3/11, como se ya ha descrito en otros circuitos ferresonantes paralelo [146,147].

Además, cuando los devanados del transformador de puesta a tierra de una fase en particular se encontraban fuertemente saturados, y la impedancia en el circuito ferresonante cambiaba desde capacitiva a inductiva, la corriente se atrasaba (Figuras 5.9 y 5.10). El ángulo de la corriente cambiaba mucho, por ejemplo desde -29° a 27° cuando la potencia de salida de la GDFV A era del 42,4%. Esto revela un desplazamiento de la potencia reactiva que cambiaba más que la potencia activa.

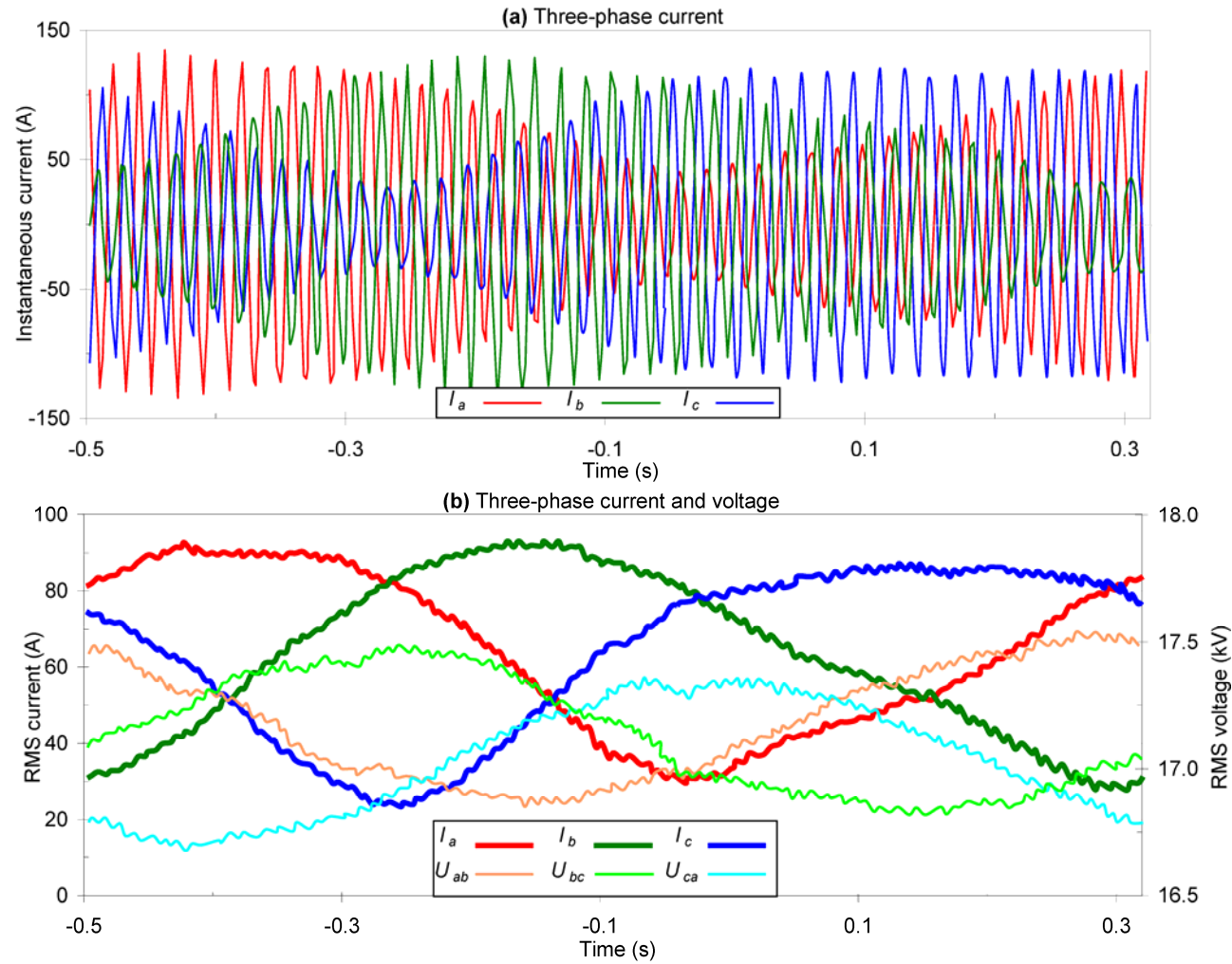


Figura 5.6. Formas de onda de tensión y corriente trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación COB (12,2% de potencia de salida de la planta FV A).

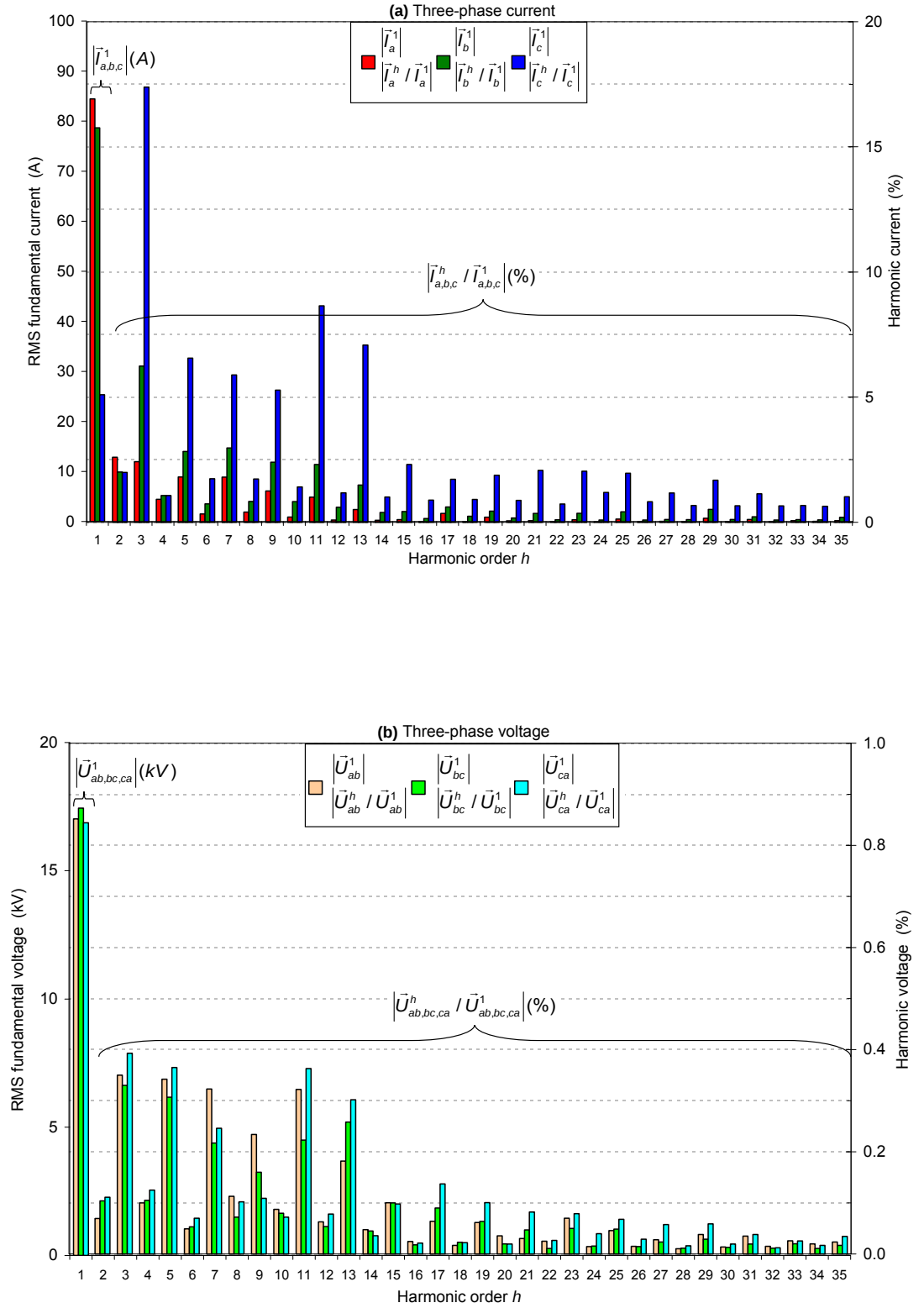


Figura 5.7. Espectro armónico de la corriente y tensión trifásica en la protección digital de la línea para el modo de oscilación COB (12,2% de la potencia de salida de la planta FV A, tiempo -282 ms).

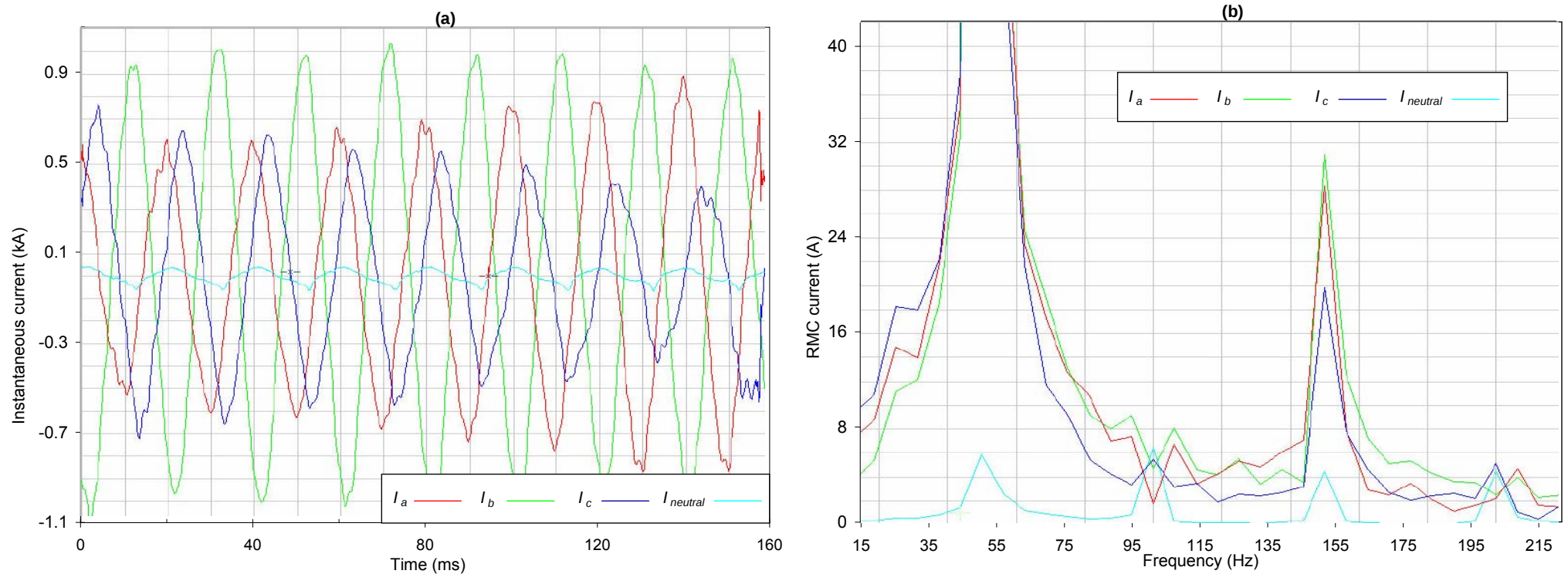


Figura 5.8. Corrientes del subsistema FV A para el modo de oscilación COB (42,4% de potencia de salida de la planta FV A): (a) formas de onda de las corrientes de fase y neutro; (b) Espectro de Fourier para las corrientes de fase y neutro (tiempo en 150 ms).

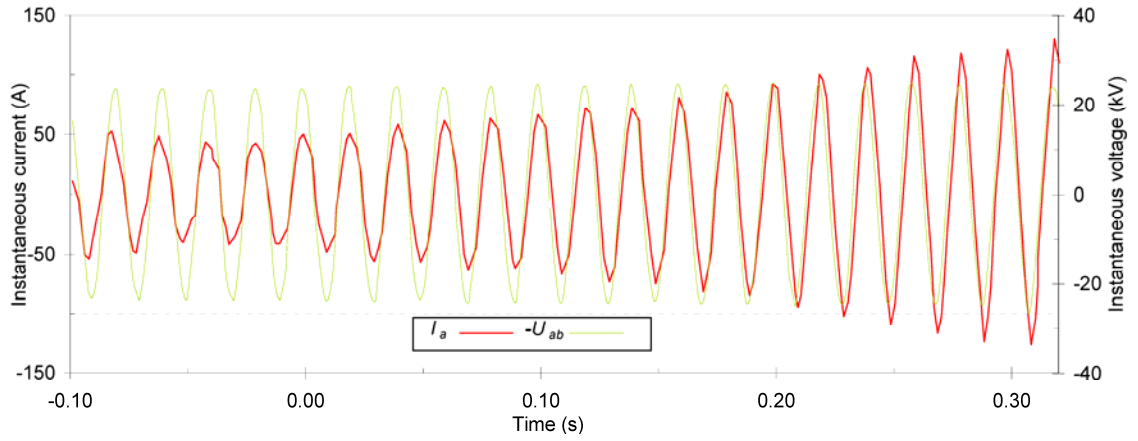


Figura 5.9. Formas de onda de la corriente de la fase a y (-) tensión de las fases ab en la protección digital de las líneas para el modo de oscilación COB (12,2% de potencia de salida de la planta FV A).

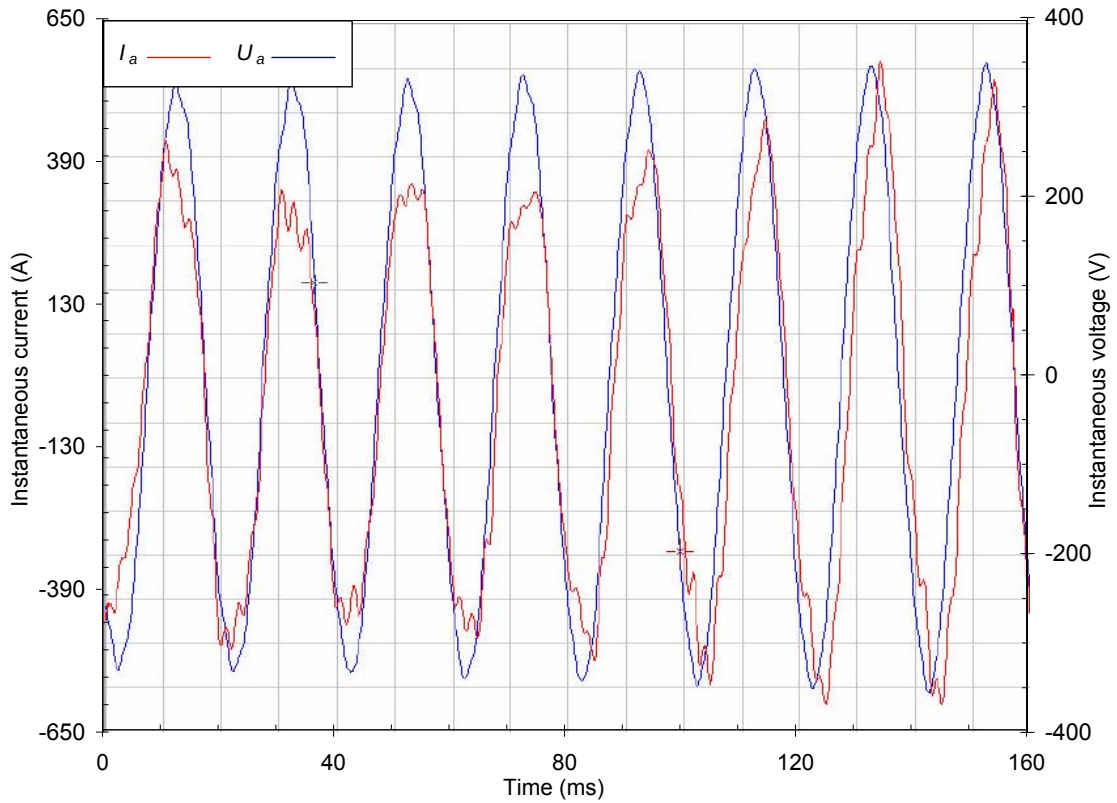


Figura 5.10. Formas de onda de la corriente de fase a con respecto a la tensión del neutro a en el subsistema FV A (punto P , Figura 5.1) para el modo de oscilación COB (42,4% de la potencia de salida de la planta FV A).

5.2. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por una baja calidad de la energía: armónicos de secuencia negativa

Esta sección discute las características del desequilibrio y la distorsión armónica de las corrientes de fase que condujo al disparo no deseado de la protección PBC de la línea aérea *B* a través de la cual la potencia de salida de la GDFV *B* era inyectada a la subestación primaria (Tabla 5.1).

Para este propósito, se llevó a cabo una campaña de medidas usando la protección digital de la línea (SIPROTEC 4 relay 7SJ64). Además, se instaló el analizador FlukeTM 1760 en el subsistema FV *B* (Tabla 5.2) de esta planta FV. Adicionalmente, nuestro análisis requirió que los datos de armónicos almacenados fuera de línea fueran convertidos en cada frecuencia en las componentes simétricas de acuerdo a la ecuación (4.3).

Este caso de estudio se basa en 27.000 medidas sobre el subsistema de la planta FV *B* en la mañana de un día soleado, comprendiendo desde las 8:30 hasta 10:00am en intervalos de tiempo de 0.2 s.

La Figura 5.11 muestra la evolución en intervalos de 0,2 s de la potencia activa trifásica fundamental de salida y los indicadores TPD_I y TID_{Ia} . Adicionalmente, los indicadores de distorsión individual de las corrientes armónicas más significativas son mostrados para tres periodos diferentes de operación:

- Periodo *A*: la potencia de salida fundamental trifásicas era negativa aunque alguna potencia de salida fundamental monofásica podía ser positiva (periodo de arranque).
- Periodo *B*: la potencia de salida fundamental trifásica subió hasta el nivel del 9% (periodo de potencia de salida muy baja).
- Periodo *C*: la potencia de salida fundamental trifásica fue más allá del nivel asignado del 9% (periodo de potencia de salida bajo-medio).

La Figura 5.11 revela el cambio importante de los valores relativos de las corrientes armónicas 3°, 5°, 7°, y 11° ($|\vec{I}_a^3 / \vec{I}_a^1|$, $|\vec{I}_a^5 / \vec{I}_a^1|$, $|\vec{I}_a^7 / \vec{I}_a^1|$, y $|\vec{I}_a^{11} / \vec{I}_a^1|$) a lo largo de los periodos antes mencionados. Así, en el periodo *A*, todos los valores relativos anteriores crecieron hasta sus valores pico cuando $|\vec{P}_{3p}^1|$ estaba próximo a cero (punto de arranque teórico global de los inversores FV que constituían el subsistema de la planta FV *B*).

En el periodo B , todos los valores relativos decrecieron fuertemente con la subida del nivel de potencia de salida, aunque cada uno de ellos a una tasa diferente.

En contraste, en el periodo C , los valores relativos de algunas corrientes armónicas (por ejemplo los armónicos de orden 3°, 5°, y 11°) sin embargo decrecieron levemente o incluso permanecieron constantes (por ejemplo, armónicos de orden 7°).

Como resultado, en los periodos B y C , se puede ver como el indicador TPD_I estaba decreciendo con los valores crecientes de $|\vec{P}_{3p}^1|$, similar a una función $1/x$. Diferentes medidas experimentales sobre inversiones FV confirman esta dependencia [177]. Sin embargo, este gráfico muestra en detalle la dependencia en niveles muy bajos de potencia (<9%).

El comportamiento de distorsión observado es debido a que los controles de corriente de lazo cerrado específicos de factor, de potencia y MPPT de los inversores están normalmente desactivados a estos niveles bajos de potencia activa [178].

El resultado más importante de esta medida fue resaltar como el valor relativo de todas corrientes armónicas individuales, a niveles muy bajos de potencia de salida (periodo B), era extremadamente elevado comparado con el valor correspondiente a niveles medios de potencia de salida (periodo C). Por ejemplo para el 5° armónico, en el periodo B , el cociente $|\vec{I}_a^5 / \vec{I}_a^1|$ estaba en el rango de 1.000–16% frente al rango de 16–12% en el periodo C .

Consecuentemente, el valor absoluto de la corriente armónica del 5° armónico ($|\vec{I}_a^5|$) alcanzó su pico (73.2A) en el periodo B . Además, en el periodo B , la corriente armónica dominante era la 5ª, seguido por el armónico 3°. La corriente armónica 11ª fue dominante sobre la corriente armónica 3ª en parte de este periodo. Sin embargo, en el periodo C , los armónicos dominantes fueron la corriente armónica 3ª, 5ª, 7ª y 11ª. Por lo tanto, a medida que el nivel de potencia de salida crecía los armónicos de orden más bajo dominaban el espectro, perdiendo importancia los de orden mayor.

El espectro de armónicos comprende también armónicos no enteros (interarmónicos), de valor diez veces menor que los armónicos enteros vecinos ($TID_{Ia} \ll TPD_I$).

El impacto de las tensiones armónicas individuales, en el punto de acoplamiento común, sobre la emisión de corrientes armónicas correspondientes, fue insignificante en

esta medida (potencia de cortocircuito de red elevada). Así, por ejemplo la tensión armónica de orden 5º ($|\vec{U}_a^5 / \vec{U}_a^1|$) sólo varió en el rango de 1.15–1.26% para un nivel de potencia de salida del 0–60%.

La Figura 5.12 muestra una comparación de indicadores de desequilibrio de corriente cero y negativa (ζ_2^h y ζ_0^h) para los armónicos de orden bajo para intervalos de tiempo de 0.2-s. La operación desequilibrada (indicador TPU_I elevado) prevaleció durante los periodos *A* y *B* a pesar de que los inversores FV eran inversores trifásicos.

Esto no sólo estaba causado por el desequilibrio de corriente fundamental sino también principalmente por las corrientes armónicas desequilibradas restantes. Contrariamente, en el periodo *C*, como la distorsión era menor (indicador TPD_I bajo, Figura 5.11), el desequilibrio residual principalmente era debido a la componente de frecuencia fundamenta. En otras palabras, el valor del indicador TPU_I era esencialmente debido al desequilibrio de la componente de corriente fundamental.

A partir de la Figura 5.12, es claro que la componente de secuencia cero de la corriente armónica 3ª (ζ_0^3), y la componente de secuencia negativa de la corriente armónica 5ª (ζ_2^5) eran las componentes más importantes a lo largo del periodo medido (nivel de potencia de -0.66% al 61.65%). Aunque sus valores relativos cambiaron con el nivel de potencia de salida, siempre estaban próximos a sus valores medios respectivos (900% para ζ_0^3 y 3,000% para ζ_2^5). No obstante, estos valores relativos cambiaron bruscamente en la frontera entre el periodo *B* y *C*.

Contrariamente, el comportamiento del desequilibrio de las componentes de corriente de fase fundamental (ζ_2^1, ζ_0^1) mostró una caída importante a lo largo de todo el periodo *B*. Como la distorsión global decreció fuertemente lo largo del periodo *B* (Figura 5.11), en el periodo *C* el indicador TPU_I muestra el desequilibrio a frecuencia fundamental.

Consecuentemente, la secuencia de los armónicos característicos fue en gran medida como se esperaba en el caso ideal (Sección 4.2.1) a bajas frecuencias. Las tensiones armónicas de red fueron casi simétricas y las corrientes armónicas eran más equilibradas a medida que la potencia de salida crecía. Sin embargo, a frecuencias elevadas (no mostradas en la Figura 5.12), la mayoría de armónicos tendió a incluir tanto componentes de secuencia positiva y negativa [179].

Comparando los indicadores TPD_I (Figura 5.11) y TPU_I (Figura 5.12) a lo largo del periodo presentado, el mayor valor del indicador TPD_I reveló que la condición de operación principal es distorsionada, siendo ésta distorsión, a niveles muy bajos de potencia de salida, la fuente principal de desequilibrio.

La Figura 5.13 muestra las componentes absolutas de corriente transformada cuando ocurrió el disparo no deseado de la protección PBC de la línea aérea B (punto A , Figura 5.11). Claramente se aprecia como se cumplen los tres requerimientos de corriente necesarios (sección 4.3.1):

- La componente de secuencia negativa mayor (corriente armónica 5ª) superaba el umbral de disparo ($|\vec{I}_2^5| = 73,2 > 71.4 \text{ A}$ Tabla 5.2);
- La componente de secuencia cero mayor (corriente armónica 3ª) no alcanzaba el umbral de no disparo ($3|\vec{I}_0^3| = 59,1 < 71.4 \text{ A}$, Tabla 5.2);
- La corriente de secuencia positiva a frecuencia fundamental superaba el umbral de disparo ($|\vec{I}_1^1| = 51,0 > 42.8 \text{ A}$, Tabla 5.2).

La principal contribución de componente de secuencia negativa I_2^h era dada por el armónico 5º, con otras contribuciones significativas relacionadas con el armónico impar 11º y el par 2º. Las entradas principales de las componentes de secuencia cero I_0^h eran los órdenes de armónico impar 3º, 5º y 7º.

La baja tensión armónica asimétrica (Figura 5.11) junto con el desequilibrio de corrientes armónicas (Figura 5.12) fueron las razones para que las componentes de secuencia positiva y negativa no fueran despreciables en los órdenes de armónicos triples ($h=3, 6, 9, \dots$). Además, la componente de secuencia cero fue encontrada en cualquier orden de armónico, no sólo en los armónicos triples. En particular, en el punto de disparo la medida estaba afectada por un desequilibrio moderado ($TPU_I = 10,6\%$ Figura 5.12), aunque era predominantemente distorsionada ($TPD_I = 162,2\%$, Figura 5.11).

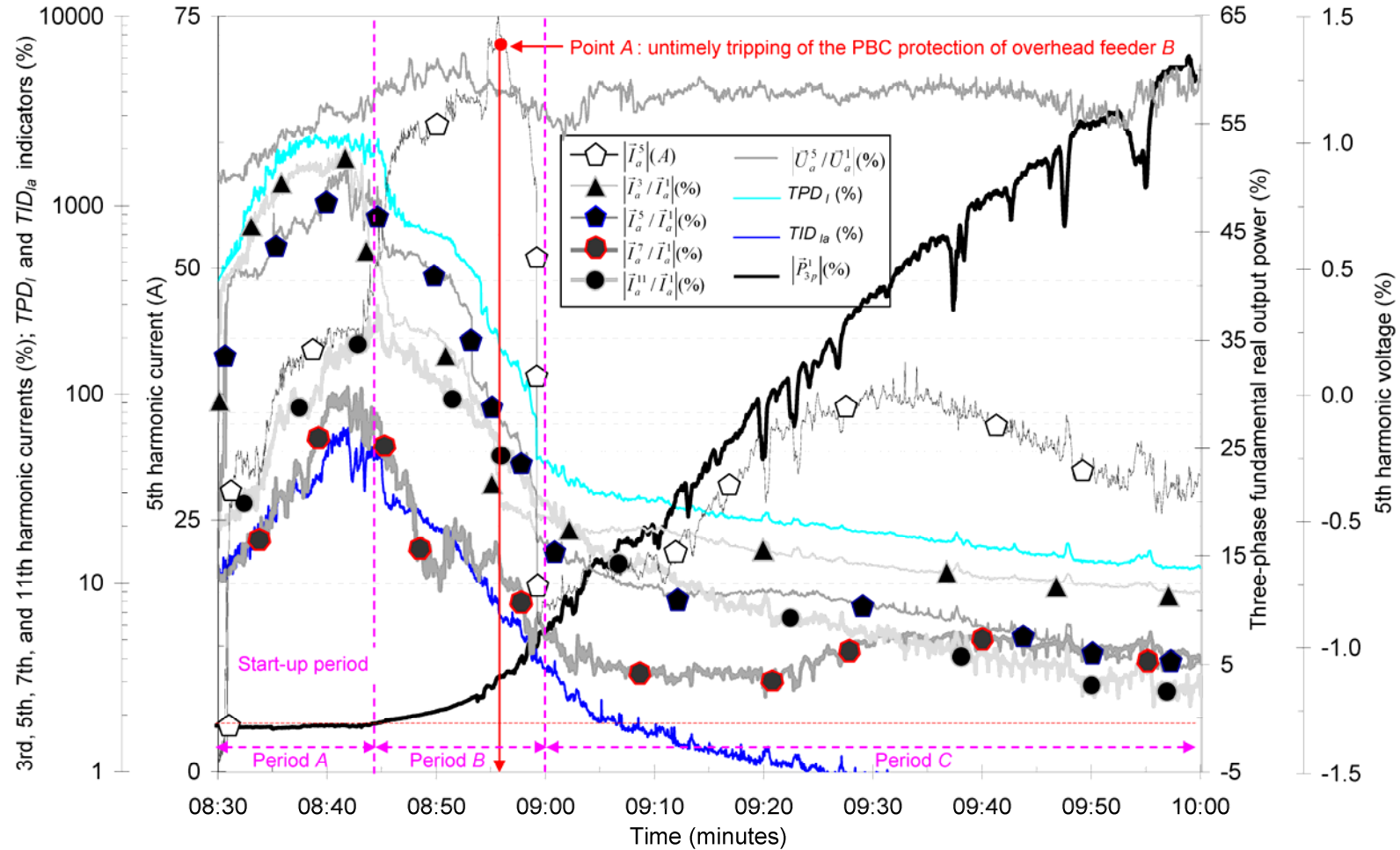


Figura 5.11. Subsistema FV B en una mañana soleada: Indicadores TPD_{Ia} y TID_{Ia} , distorsión de corriente armónica para los armónicos 3°, 5°, 7° y 11°, distorsión de tensión armónica individual para el 5° armónico y potencia de salida activa fundamental trifásica.

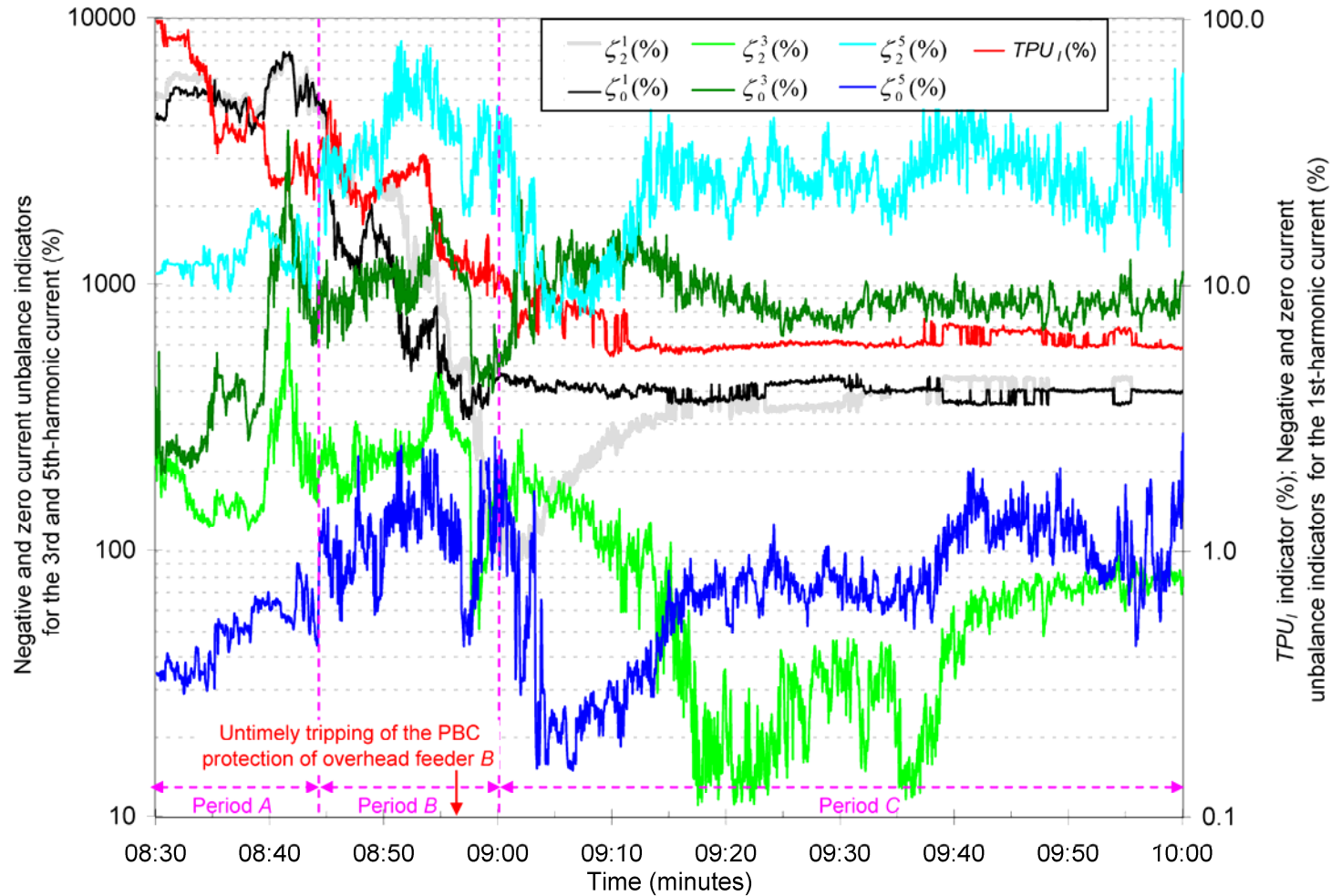


Figura 5.12. Subsistema FV B en una mañana soleada: indicadores de corrientes de desequilibrio cero y negativo (ζ_2^h y ζ_0^h) para las corrientes de armónicas 1ª, 3ª y 5ª y el indicador TPU_I .

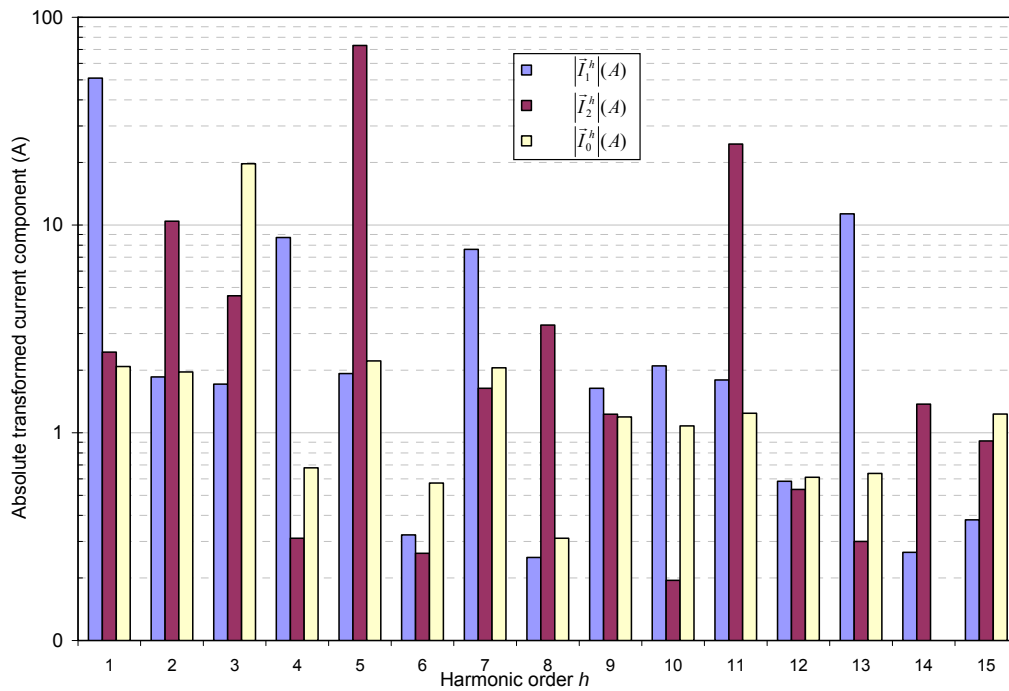


Figura 5.13. Componente de corriente transformada absoluta del subsistema FV B en el disparo intempestivo de la protección PBC de la línea aérea B .

5.3. Disparo no deseado de la protección de fase abierta causado por una baja calidad de energía: corriente fundamental desequilibrada

Esta sección presenta las características de desequilibrio de corrientes de fase que condujo al disparo no deseado de la protección PBC de la línea aérea C mediante la cual la potencia de salida de la planta FV C era alimentada a la subestación primaria (Tabla 5.1). Para este propósito, se llevó a cabo una campaña de medidas usando la protección digital de la línea en la subestación (Sepam™ Series 80 protective relay). De igual manera, el analizador Fluke™ 1760 se instaló en el subsistema FV C (Tabla 5.2) de esta planta FV C .

Cada subcampo FV de la planta FV C está agrupado sobre un rack de potencia de 9 inversores monofásicos (cada inversor individual es de 3 kW). Con el objetivo de incrementar la eficiencia a potencia de salida parcial, los tres primeros inversores FV no se conectan al mismo tiempo, si no progresivamente.

Así, cuando la potencia de salida superada el umbral del 0%, el inversor FV con menor tiempo de operación se conecta en la fase a . Una vez que se supera el límite de los primeros 3 kW, el siguiente inversor se conecta en otra fase, y finalmente el tercer inversor en la fase restante cuando se alcanza el límite de 6 kW.

Después de los tres primeros inversores, se conecta siempre un conjunto de otros tres inversores. El desequilibrio de fase máximo que puede ocurrir en un rack común de potencia es obviamente 3 kW, esto es alrededor del 11.1% de la potencia de salida asignada.

Esta configuración cumple con el RD 1663/2000 [29] que permite inversores monofásicos hasta de 5 kW. No obstante, esta configuración no siempre conduce a corrientes desequilibradas puesto que hay más de cien inversores FV sobre cada transformador BT/MT por lo que estadísticamente se compensa el efecto.

La Figura 5.14 muestra el indicador de desequilibrio de corriente negativa, a frecuencia fundamental, ζ_2^1 del subsistema FV C en intervalos de tiempo de 0,2 s. Este indicador decreció fuertemente a medida que el nivel de potencia de salida de subsistema FV C creció.

Se puede ver como, a niveles bajos de potencia de salida (alrededor del 10% de la potencia asignada), había algunos puntos que condujeron al disparo no deseado de la protección PBC (requerimientos en la Tabla 5.2).

Este comportamiento de corriente desequilibrada fundamental fue también observado en otras líneas de la compañía de distribución *ENDESA*, alimentadas en sentido inverso por plantas FV, y equipadas con inversores FV trifásicos. Estos inversores específicos, para mejorar su eficiencia, sólo inyectaban corriente en una fase a niveles de potencia de salida bajos, pero estos niveles podían alcanzar hasta el 20% de la potencia asignada en algunos casos.

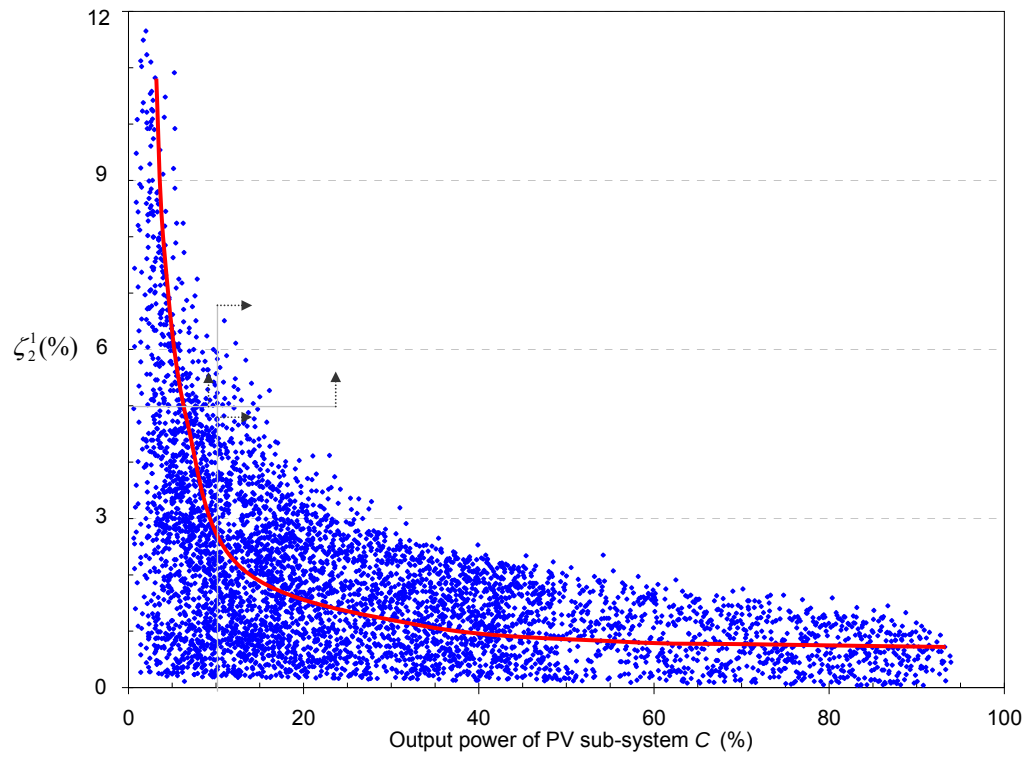


Figura 5.14. Indicador de desequilibrio de corriente negativa, a frecuencia fundamental, del subsistema FV C en función de su potencia de salida.

CAPÍTULO 6

Conclusiones y futuras líneas de investigación

6.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis

En esta Tesis Doctoral se han analizado en primer lugar, los requerimientos de protección eléctrica para la interconexión con la red de la GDFV desde el nivel de BT a AT-MAT. Se ha realizado una revisión y análisis comparativo de estos requerimientos, comprendiendo varios reglamentos nacionales/regionales, y normativa o borrador de normativa, de muchos países donde los niveles de penetración FV son elevados o, se espera que lo sean en el futuro.

Es interesante resaltar que en España y en otros lugares, los requerimientos de protección eléctrica anteriores para BT están claramente definidos, pero no para el resto de niveles de tensión. En el nivel de MT, los requerimientos de protección eléctrica propuestos han sido definidos teniendo en cuenta los conflictos potenciales con el esquema actual de la protección de la red de distribución.

Sin embargo, en el nivel de transmisión existe una clara necesidad de dar un paso hacia delante. Así, en la definición de los requerimientos propuestos para GDFV de gran tamaño ha sido necesario incluir también la provisión de servicios auxiliares similares a aquellos demandados a las plantas de generación eléctrica convencional.

En lo referente al segundo bloque de esta Tesis, es decir, los problemas referentes a disparos intempestivos de la protección de fase abierta PBC (relé 46), se puede concluir que a pesar de que se encuentran muchas referencias bibliográficas en relación con los conflictos de protección de red que surgen de la presencia significativa de GD/GDFV en

las redes de distribución, ninguno de ellos ha investigado aspectos tales como la baja calidad de potencia o estados ferresonantes como causas potenciales de dichos conflictos. Para este propósito, en esta Tesis se ha presentado medidas experimentales de conflictos de protección de red centrándose en incidentes reales de protecciones de redes reales de una distribuidora. La atención se centra en el disparo no deseado de la protección PBC que ocurrió en líneas aéreas/mixtas aéreas-subterráneas de la compañía *ENDESA* alimentadas en sentido inverso por GDFVs.

En el primer incidente mostrado, la operación de la GPFV *A* sobre la línea *A* originó dos estados ferresonantes con grandes corrientes desequilibradas que dispararon la protección PBC. Por lo tanto, el principal resultado descubierto fue que líneas no unidas en tierra alimentadas en sentido inverso por GDFV podía originar estados ferresonantes con desequilibrio real de corriente.

Las medidas prácticas que los operadores de las redes de distribución pueden imponer para prevenir esta ferresonancia se basan en:

- Evitar, por el propio diseño, configuraciones susceptibles a ferresonancia, por ejemplo en sistemas de potencia de MT no unidos a tierra evitar transformadores de puesta a tierra en zigzag. Si no es posible, los núcleos magnéticos del transformador de puesta a tierra deben trabajar a valores de inducción baja.
- Disminuir la capacidad de fuga del sistema, por ejemplo líneas subterráneas frente a líneas aéreas o subterráneas/mezcladas.

En el segundo incidente mostrado, la operación de la GDFV *B* cambió de manera sustancial desde el nivel de potencia bajo al nivel nominal. Así, a niveles muy bajos de potencia de salida (<9%), los valores relativos de la mayoría de corrientes armónicas impares eran extremadamente elevados comparados con los valores correspondientes a potencia nominal. Además, la corriente armónica impar dominante no era la del orden menor, esto es el armónico de orden 3° (armónico de secuencia cero principalmente) sino el armónico de orden 5° (armónico de secuencia negativa principalmente).

El principal resultado revelado en este incidente fue que los armónicos impares eran la contribución principal al desequilibrio real de corriente. Esto es de un interés principal para los órganos reguladores, con el propósito de definir requerimientos de calidad de potencia más fuertes para la GDFV. Así, es necesario que se definan claramente los límites de emisión de corriente en las normas, ya que por ejemplo, a

niveles bajos de potencia de salida las corrientes armónicas medidas superaron hasta 100 veces los valores establecidos en las normas actuales.

Hasta que aparezca normas más severas, la medida práctica que los operadores de las redes de distribución pueden implementar para prevenir el disparo no deseado pueden ser el cambio del umbral de protección, por ejemplo subir el umbral de arranque I_2/I_1 desde el 5 al 10%.

En el tercer incidente mostrado, la operación de la GDFV C, a niveles bajos de potencia de salida era fundamentalmente una operación desequilibrada. El principal resultado expuesto en este incidente real fue que el desequilibrio de corriente fundamental era la principal contribución al desequilibrio real de corriente.

A menos que los inversores FV monofásicos sean prohibidos en GDFV, la medida práctica que los operadores de la redes de distribución pueden implementar para prevenir el disparo no deseado pueden ser de nuevo el cambio del umbral de protección. Actualmente la operativa es anular la protección o bien variar el tiempo de arranque a límites excesivamente altos, dependiendo de la compañía distribuidora.

El desequilibrio de corriente permisible para estas GDFV debería ser mantenido por debajo del 10% para corrientes no despreciables en las futuras normas.

En todos los incidentes mostrados se ve claramente la importancia de establecer los límites en normas para armónicos o desequilibrio en una base de promediado de tiempos de 0.2 s al menos.

Otras conclusiones, más generales, que se pueden extraer al término de esta Tesis se citan a continuación:

- Se hace necesaria una definición clara de los requerimientos de protección de la interconexión de la GDFV a todos los niveles de tensión, especialmente en AT/MAT.
- Igualmente es necesaria por parte de las administraciones nacionales la adopción de una normativa internacional uniforme al efecto para evitar el uso tan dispar que se hace de los requerimientos en función del país.
- Por parte de los fabricantes de la protección PBC (relé 46), tras este estudio, parece claro que la lógica del circuito de disparo de la protección debería ser modificada para que sea sensible solo a la corriente fundamental y no a armónicos de orden superior.

6.2. Futuras líneas de investigación

El auge de la GDFV tanto en número de instalaciones, como en el incremento de penetración en la red de los sistemas eléctricos de potencia, plantea la necesidad de que ésta deba ser considerada en el diseño futuro de redes eléctricas de distribución. A partir de esta consideración y de los resultados obtenidos en la Tesis Doctoral, se sugieren los siguientes trabajos como futuras líneas de investigación:

- Análisis y propuesta de un marco unificado para el tarado de las protecciones del sistema de interconexión GDFV–sistema eléctrico de potencia. El tarado de la protección es un elemento vital en el funcionamiento (o malfuncionamiento) de determinadas protecciones implicadas en el sistema de interconexión. Así, los incumplimientos de calidad y continuidad están fuertemente penalizados por la legislación, e implican un gran costo económico que deben asumir las distribuidoras, sin ser ellas las causantes.
- Redefinición de la protección PBC. Aparte de una modificación del tarado en los casos en los que esta protección se encuentre en líneas de MT con GDFV interconectada, sería interesante la definición de una nueva lógica de protección aunque con el mismo objetivo, esto es, la detección de caída de una fase en un suelo resistivo. Las protecciones alternativas existentes en la actualidad no cubren el espectro de protección de ésta.
- Determinación del grado de cumplimiento de un marco normativo unificado a nivel internacional para la interconexión de GD-FV. Puesto que el cumplimiento de normas locales/nacionales/internacionales por parte de las compañías distribuidoras es muy dispar, sería muy interesante conocer el grado de cumplimiento alcanzado frente a una propuesta de marco normativo unificado, teniendo en cuenta naturalmente las peculiaridades en cada tipo de topología.
- Determinar de forma precisa los requerimientos de calidad de onda que deben ser incluidos en las normas de inversores FVs fruto de los resultados de esta tesis.
- Rediseño, por parte de los fabricantes de inversores FVs, del circuito de control de corriente de salida para cumplir requerimientos en relación con emisión de corriente armónica y desequilibrio de corriente más estrictos.

ANEXOS

ANEXOS

ANEXO 1

A1. Topología de redes

A1.1. Topología en redes de MT en España

Las distribuidoras y la legislación en España dividen el territorio en varios tipos dependiendo de su distribución de población. Los requerimientos en relación con los niveles de calidad determinan la topología de red debido a su diferente costo. La división del territorio es la siguiente:

- **Urbano:** conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior. Se utilizan preferentemente redes subterráneas, y en concepto, la topología de la red tiene que soportar el fallo simple (criterio $N-1$) con maniobra, lo cual implica existencia de apoyo pleno en la red; de esta forma, es posible alimentar el 100% de la carga de una línea desde otras adyacentes, ante un fallo en su cabecera.

Para conseguir este apoyo y disponer de una cobertura del 100% de la demanda punta de una subestación por la red de MT con unos tiempos de maniobra reducidos, la configuración es preferentemente la de bucle autosuficiente entre dos subestaciones (particularmente en redes de nuevo diseño), aunque también se permitirá la de bucle autosuficiente sobre la misma subestación.

Cabe destacar la existencia de otra estructura basada en centro de reparto (estructura de “malla autosuficiente”), que aunque “a priori” sólo se justifica en redes ya existentes, sí se plantea como germen de una nueva subestación AT/MT que empieza sólo con el planta de MT. Los centros MT/BT estarán conectados en entrada/salida sobre la línea MT (dos celdas de línea y una de protección de transformador). El esquema es el que aparece en la Figura A1.1.

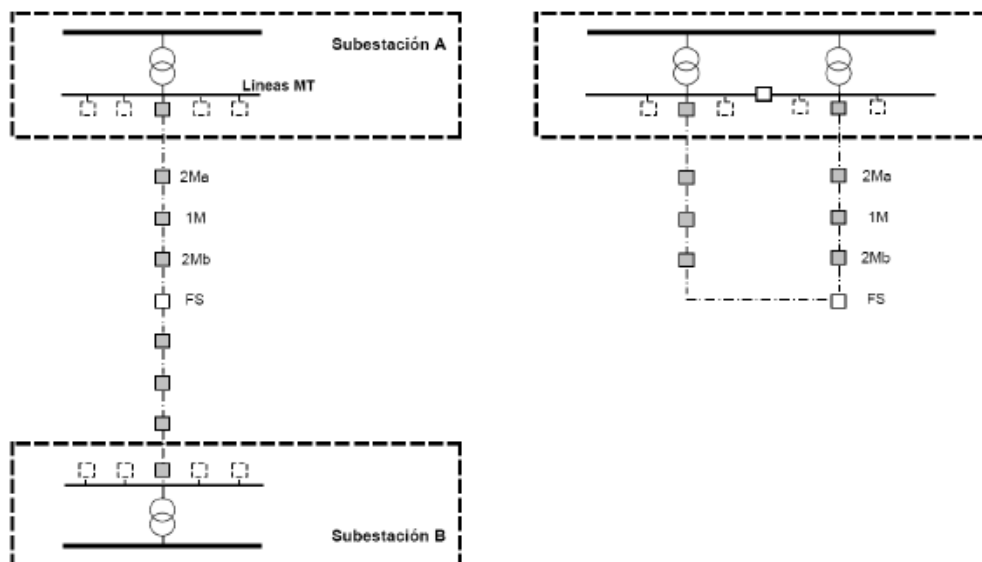


Figura A1.1. Esquema zona urbana.

- **Semiurbano:** conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia. Para los núcleos de población con más de 2.000 suministros la topología de la red debe garantizar la cobertura total de la demanda ante fallo simple (criterio $N-1$), por lo que aunque en concepto la estructura de red pueda ser radial, las líneas que alimentan núcleos de población deberán tener apoyo desde la misma subestación (a ser posible de diferente barra) o de otras subestaciones próximas.

La red será aérea o subterránea, en función de los condicionantes impuestos por el entorno, aunque en los núcleos de población será preferentemente subterránea y los centros de transformación se dispondrán en entrada/salida sobre la línea MT.

Las derivaciones radiales obedecerán al tipo y localización de los suministros.

El esquema aparece en la Figura A1.2.

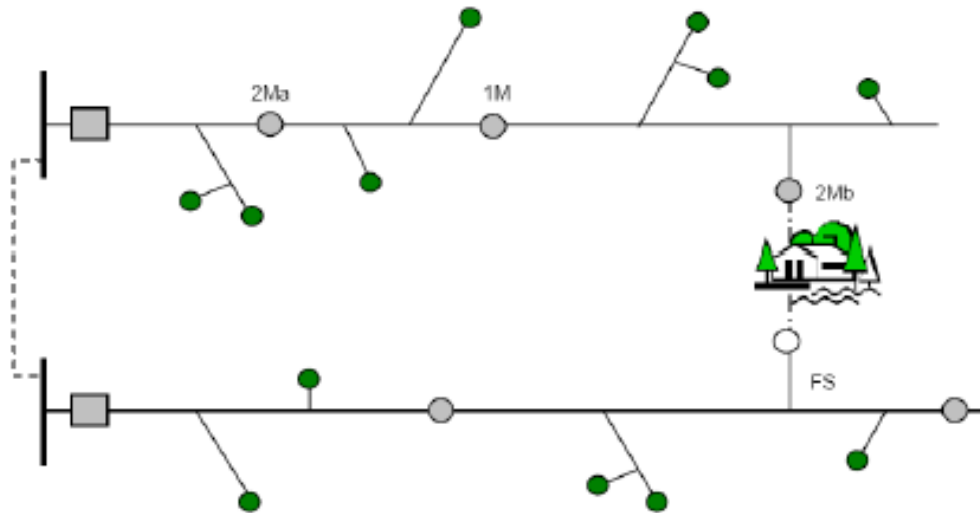


Figura A1.2. Esquema zona semiurbana.

- **Rural concentrado:** conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000. La red suele ser aérea con estructura radial sin necesidad de apoyo, aunque puede ser subterránea en las zonas más céntricas de las poblaciones. No obstante, se procura mallar siempre que es posible. Dentro de los núcleos principales de población, la red podrá ser subterránea y los centros de transformación se podrán disponer en entrada/salida sobre la línea MT. El esquema aparece en la Figura A1.3.

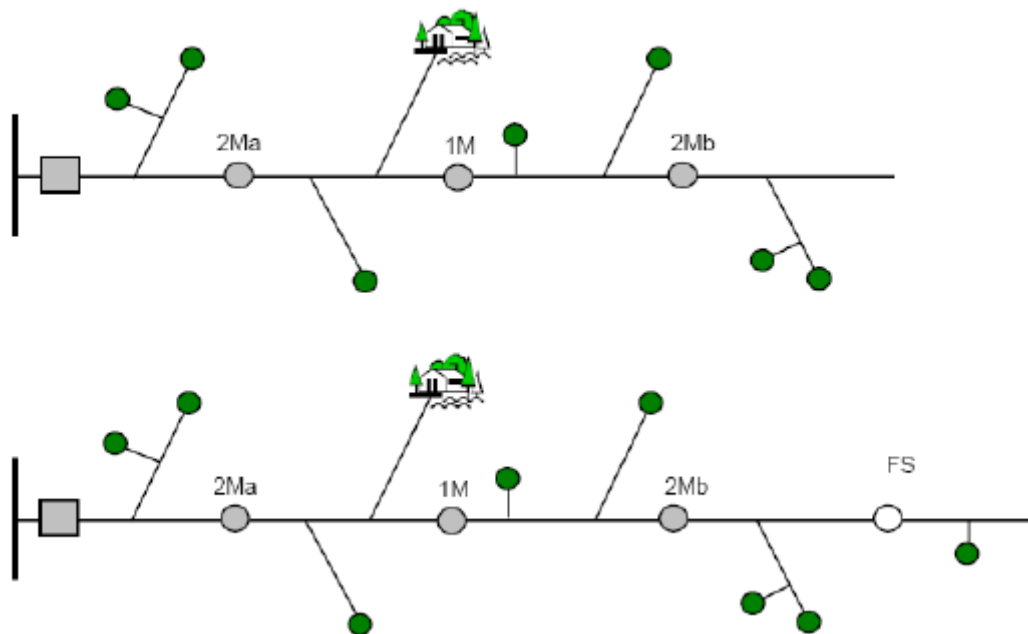


Figura A1.3. Esquema zona rural concentrada.

Rural disperso: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales. La red es aérea generalmente con estructura radial, sin necesidad de apoyo, aunque puede ser subterránea en las zonas más céntricas de las poblaciones. Dentro de los núcleos principales de población, la red podrá ser subterránea y los centros de transformación se podrán disponer en entrada/salida sobre la línea MT. Como valores orientativos: la longitud máxima de la arteria principal será el valor en km de la tensión nominal, más un 10%; la derivación de mayor longitud será el valor en km de la tensión nominal, más un 25%, desde cabecera de línea.

- **Zonas especialmente sensibles:** son zonas locales estratégicas en mercados de gran dispersión, que requieren doble alimentación por necesidades específicas de calidad de suministro. Igualmente pueden existir requerimientos locales que obliguen a la realización de redes subterráneas, como si se tratase de zona urbana, en zonas donde no es estrictamente necesario. En cualquier caso, para que sea exigible que una línea MT sea subterránea, es necesario que los terrenos estén urbanizados o en curso de urbanización debido a la legislación en España.
- **Polígonos industriales:** las redes son normalmente aéreas o subterráneas en función de la normativa local, y se orientan al bucle autosuficiente, aunque también puede haber alimentaciones directas a clientes de MT de elevada potencia. En los casos en que la red (o parte de ella) sea de tipo subterránea, la topología suele ser de anillo o de bucle autosuficiente, al menos en los tramos soterrados.

A1.2. Topología en redes de BT y MT en EE.UU.

El modelo de distribución de energía terminal americano es diferente del modelo europeo. Así, se establece una red de distribución de BT mucho más pequeña, en la cual, la distancia a los usuarios terminales es muy pequeña, mayoritariamente viviendas unifamiliares con transformadores de muy pequeño tamaño para una o pocas viviendas en postes aéreos.

La distribución en MT se hace en tensiones relativamente bajas comparadas con el modelo europeo, tensión normalmente de 13,2 kV. [180] y, cumple simultáneamente las funciones de BT y MT europeas (Figuras A1.4 y A1.5). En la Figura A1.5 se muestra un esquema global que incluye todos los niveles de tensión.

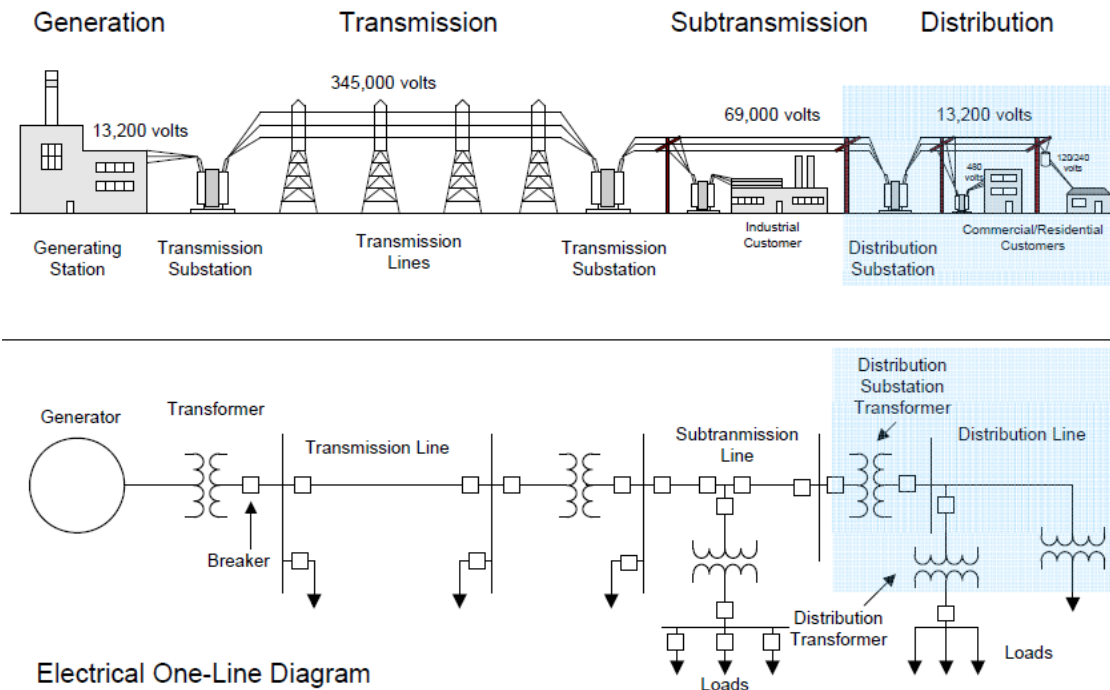


Figura A1.4. Esquema de transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica en EE.UU..

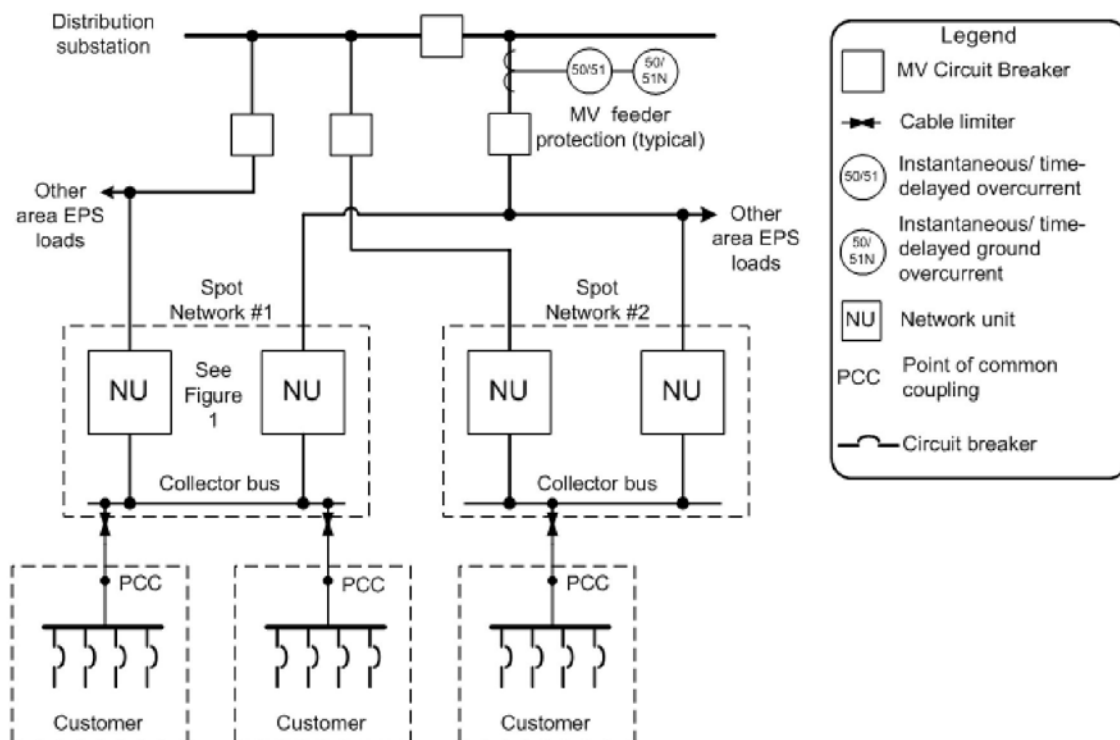


Figura A1.5. Red de MT unida a una red de BT en configuración de punto de entrega en EE.UU. [15].

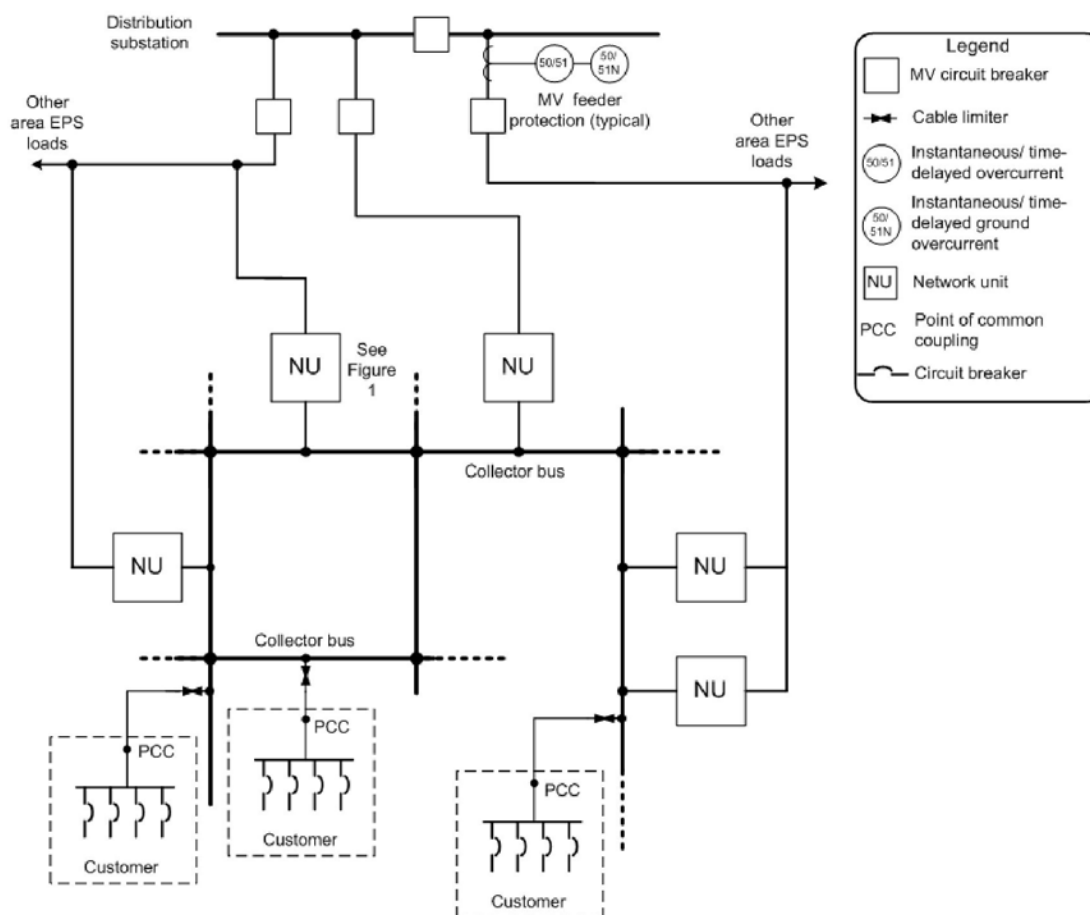


Figura A1.6. Red de MT unida a una red de BT en configuración de red en EE.UU. [16].

A1.3. Topología en redes de AT en EE.UU.

La distribución en AT sin embargo, se realiza a tensiones superiores debido a las grandes distancias por el gran tamaño del país. Por este factor se usa también la distribución en DC y tensión elevada por sus menores pérdidas en más de 5.000 km de línea, como se puede apreciar en la Tabla A1.1.

La red estadounidense de AT se divide en 3 sectores:

- Western Interconnection (el Oeste de los EEUU).
- Eastern Interconnection (Este).
- Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) o The Texas System que comprende el estado de Tejas.

<i>Tensión</i>	<i>Longitud (millas)</i>
AC (kV)	
230	76.762
345	49.250
500	26.038
765	2.453
TOTAL AC	154.503
DC (kV)	
250-300	930
400	852
450	192
500	1.333
TOTAL DC	3.307
TOTAL AC & DC	157.810

Tabla A1.1. Sistema de transporte estadounidense [181].

Las divisiones regionales del North American Energy Reliability Council (NERC), Figura A1.7, son 10 y provienen de muy diversos orígenes: distribuidoras particulares, públicas, cooperativas rurales y agencias federales.

Son las siguientes:

- ECAR - East Central Area Reliability Coordination Agreement.
- ERCOT - Electric Reliability Council of Texas.
- FRCC - Florida Reliability Coordinating Council.
- MAAC - Mid-Atlantic Area Council.
- MAIN - Mid-America Interconnected Network.
- MAPP - Mid-Continent Area Power Pool.

- NPCC - Northeast Power Coordinating Council.
- SERC - Southeastern Electric Reliability Council.
- SPP - Southwest Power Pool.
- WSCC - Western Systems Coordinating Council.

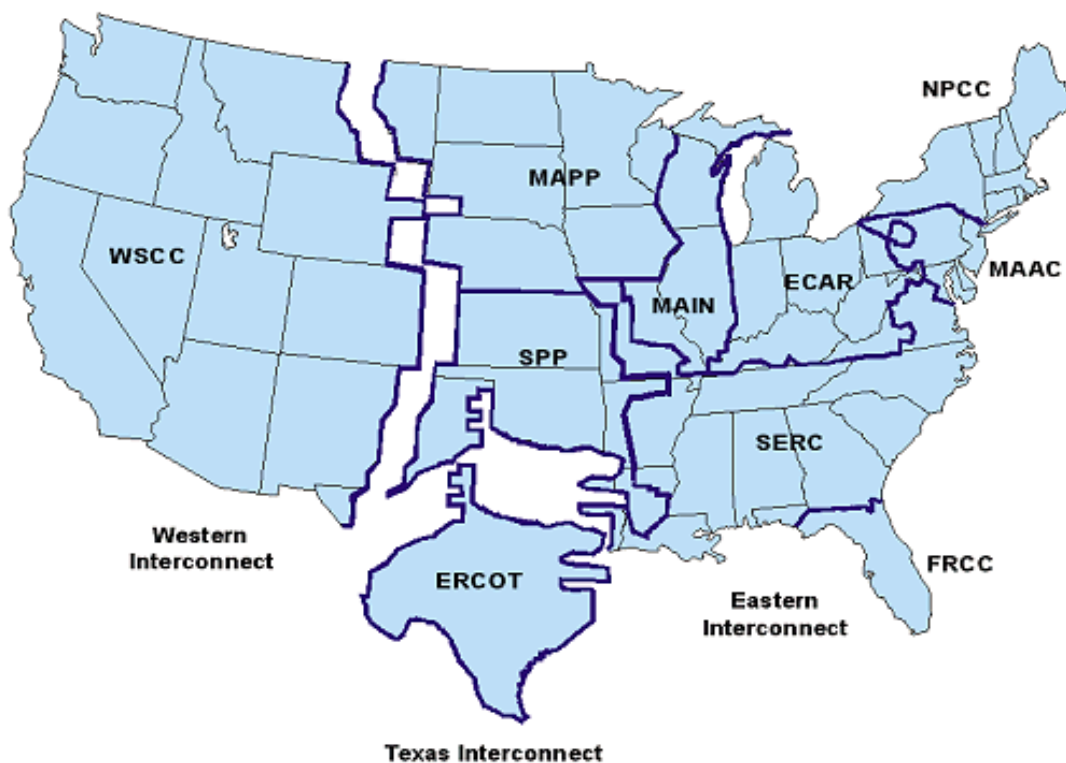


Figura A1.7. Mapa de las divisiones regionales de EE.UU..

La Figura A1.8 presentar de manera esquemática las tensiones normalizadas en cada nivel de tensión.

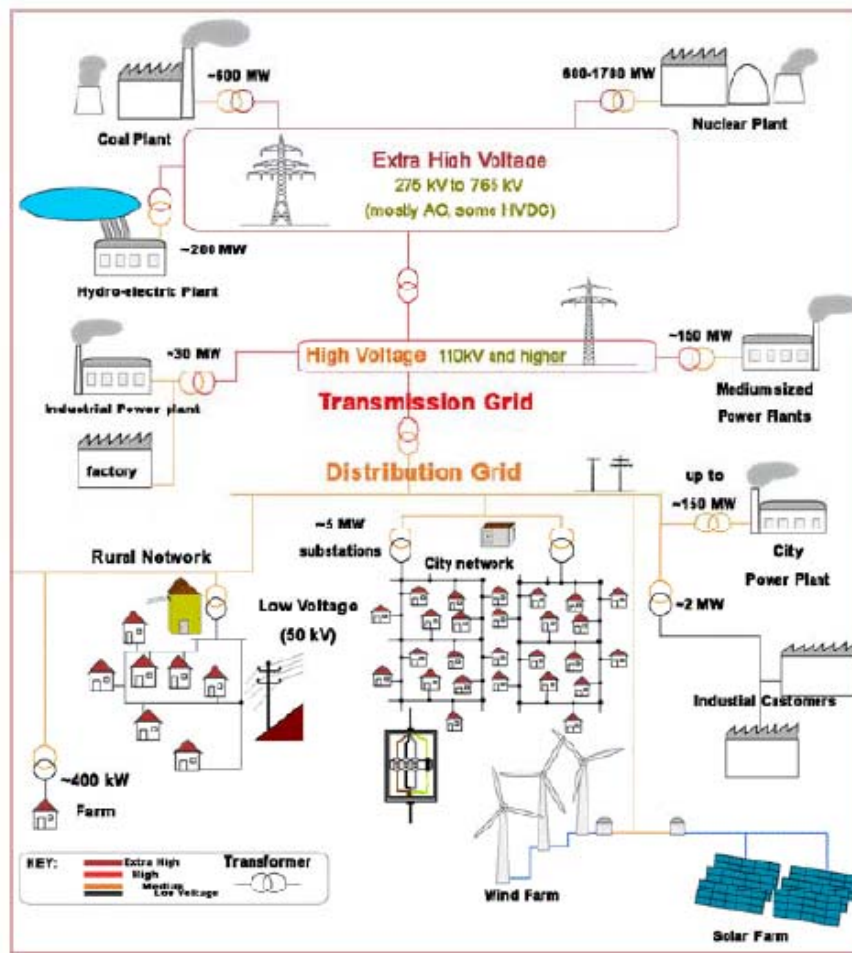


Figura A1.8. Tensiones normalizadas en EE.UU. [7].

Anexo 2

A2. Protección de la red

A2.1. Modelo europeo

A2.1.1. Protección en redes de baja tensión

Las redes de BT están protegidas habitualmente por interruptores/seccionadores y/ó fusibles de protección del transformador [182].

A2.1.2. Protección en redes de media tensión

Las protecciones en este nivel de tensión están reguladas por diversas normas, cada una propia de cada distribuidora [92,106,113,167,168,169,183].

En términos generales existen una serie de protecciones estándar en todas las distribuidoras para proteger las líneas de MT en las cabeceras (subestaciones). Normalmente estas protecciones son ya de tipo digital y se encuentran centralizadas en interruptores de SF₆, aunque inicialmente eran electromecánicas algunas de ellas. En el caso de *ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U.* se instalan las siguientes protecciones [183]:

- Relé instantáneo de sobreintensidad y velocidad de aumento de intensidad (relé 50): funciona instantáneamente con un valor excesivo de corriente o con un valor excesivo de velocidad de aumento de corriente.
- Relé instantáneo de sobreintensidad y velocidad de aumento de intensidad en neutro (relé 50N): funciona instantáneamente con un valor excesivo de corriente o con un valor excesivo de velocidad de aumento de corriente.
- Relé temporizado de sobreintensidad con característica de tiempo inversa o definida (relé 51): funciona cuando la corriente de un circuito de AC sobrepasa un valor dado.
- Relé temporizado de sobreintensidad de neutro con característica de tiempo inversa o definida (relé 51N): cuando la corriente de un circuito de AC sobrepasa un valor dado.
- Relé temporizado de sobreintensidad a tierra con característica de tiempo inversa o definida (neutro sensible, relé 51G): funciona cuando la corriente de

un circuito de AC sobrepasa un valor dado.

- Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases (relé 46). funciona cuando las corrientes polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
- Relé de reenganche de CA (relé 79): controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de CA. En una línea de MT se tienen dos reenganches, uno rápido y otro lento (para evitar fallos espúreos de arbolado, pájaros, etc.). En redes subterráneas de MT solo tiene uno lento de unos 60 s normalmente.

A2.1.3. Protección en redes de alta tensión

Las topologías que existen en los diferentes países europeos se armonizan en este nivel de tensión, e incluso normalmente el nivel de referencia de tensión. Por tanto, se va a describir a continuación las protecciones usadas de manera general en el entorno europeo.

Los sistemas de protección contra cortocircuitos en AT utilizan dispositivos de protección, cuyo principio de medida es fundamentalmente de cuatro tipos [184]:

- Medida de la distancia desde el punto de la protección hasta el de la falta (protección distancia). Su tiempo de actuación presenta una característica escalonada, dependiendo de la zona en que se encuentre la falta.
- Medida del valor de la intensidad desde el punto de la protección hacia la falta, y control de su dirección (protección de sobreintensidad direccional: la más utilizada es activada por la intensidad residual, o suma de las tres intensidades de fase, que sólo existe en caso de falta involucrando contacto con tierra). Puede actuar instantáneamente, o con tiempo tanto menor cuanto mayor sea el valor de la intensidad. En el primer caso, su umbral de actuación será lo suficientemente alto para asegurar que la falta está en la línea protegida.
- Medida del desfase entre las intensidades de ambos extremos de línea (protección de comparación de fase). La protección de cada extremo compara la fase relativa de las intensidades entre extremos de línea, detectando falta si existe desfase superior a uno de tolerancia. Este desfase, llamado ángulo de bloqueo, directamente relacionado con la sensibilidad de la protección, es el que compensa los desfases no deseados, introducidos por el tiempo de transmisión de la señal y la intensidad capacitiva de la línea.

La protección puede ser de fases segregadas, si existen tres comparaciones independientes (habitualmente una por fase). Las protecciones no segregadas, únicas utilizadas hasta hace pocos años, comparan una sola magnitud entre extremos. Esta magnitud es una combinación lineal de las intensidades de fase o de componentes simétricas.

La decisión de disparo es única, por lo que es necesario un selector de fases para seleccionar los disparos monofásicos. El tiempo de actuación de esta protección es instantáneo.

- Medida del valor de la suma de intensidades que confluyen en la línea (protección diferencial). Utilizada tradicionalmente sólo en líneas muy cortas, su uso se ha hecho posible de forma generalizada, al aplicar a las protecciones la tecnología digital y las comunicaciones de banda ancha. Su tiempo de actuación es instantáneo.

A2.1.3.1. Protección de líneas

En la red de transporte (AT), normalmente mallada, el objetivo es el disparo de los extremos de la línea con falta, y en tiempo inferior al máximo admisible. Dependiendo de este valor, se podrán utilizar las siguientes protecciones [127] (en el anexo 3 hay una descripción de las faltas mas comunes que activan dichas protecciones):

A2.1.3.1.1 Sin enlace de comunicación: No instantáneas en el 100% de la línea

- Protección de distancia.
- Protección de sobreintensidad direccional (generalmente para faltas a tierra).

A2.1.3.1.2 Con enlace de comunicación. Instantáneas

Protección unitaria: es aquélla cuyo funcionamiento y selectividad de zona dependen de la comparación de las magnitudes eléctricas en un extremo de línea respecto a las del otro. Hay dos tipos:

- Comparación de fase
- Diferencial longitudinal

Protección no unitaria: en ésta, a diferencia de la unitaria, su funcionamiento y selectividad de zona dependen sólo de magnitudes medidas en un extremo y, en algunos casos, del intercambio de señales lógicas entre extremos. Se divide en:

- **En subalcance:**

- a) Con teledisparo.**

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo inicia el disparo, de forma independiente a las protecciones locales. Este sistema de protección apenas se utiliza en la red, por su menor fiabilidad.

- b) Permisivo**

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo inicia el disparo, si otra protección local permisiva ha detectado la falta.

- c) Con aceleración**

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo permite la medida secuencial de una zona en sobrealcance para iniciar el disparo.

- **En sobrealcance:**

- a) Permisivo**

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en sobrealcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo permite que la protección en sobrealcance local inicie el disparo.

- b) Bloqueo**

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando se detecta una falta externa hacia detrás. La recepción de la

señal en el otro extremo bloquea la iniciación de disparo de la protección en sobrealcance local.

c) Desbloqueo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite al otro extremo una señal de bloqueo en permanencia hasta que la protección en sobrealcance: detecta una falta, elimina la señal de bloqueo, y manda una señal de desbloqueo al otro extremo. La desaparición de la señal de bloqueo, coincidiendo con la recepción de la señal de desbloqueo, permite que la protección local inicie el disparo. Habitualmente, si no se recibe señal de desbloqueo, tras desaparecer la señal de bloqueo, está previsto permitir que la protección en sobrealcance inicie el disparo durante un intervalo de tiempo variable, en general entre 100 y 200 ms.

d) Comparación direccional

Sistema de protección en sobrealcance, en general no de distancia, y en el cual, en cada extremo de la línea, se comparan las condiciones de funcionamiento relativas de elementos de medida de ángulo, con referencia de intensidad o tensión locales. En EE.UU. el término “directional comparison protection” se utiliza para toda protección no unitaria con enlace de comunicación, sea o no de distancia en subalcance o sobrealcance.

A2.1.3.2. Protección de barras

En este nivel de tensión (AT), las barras y su protección juegan un papel decisivo a nivel de la protección general del sistema.

Para la protección principal de barras se utilizan protecciones de alcance definido, según el principio diferencial [127]. Su tiempo de actuación es instantáneo. El criterio de actuación de una protección diferencial es detectar un valor superior al ajustado, en la suma vectorial de dos o más magnitudes eléctricas. En la práctica, los vectores sumados son las intensidades que confluyen sobre un elemento de la red. La suma será distinta de cero, con falta dentro de la zona delimitada por los transformadores de intensidad que informan a la protección. Por tanto, es una protección de alcance

definido contra cortocircuitos.

La magnetización, pérdidas y saturación de los núcleos de los transformadores de medida introducen errores y provocan una intensidad diferencial de desequilibrio permanente. En faltas externas al elemento, con intensidades altas pasantes, este desequilibrio es aún más acusado.

El ajuste de la protección por encima del máximo valor de desequilibrio la haría muy poco sensible, por lo que es necesario introducir factores de estabilización.

La protección diferencial de embarrados tiene requisitos específicos:

- Al haber muchos circuitos cuyas intensidades hay que sumar, se acumula mayor desequilibrio, debido a errores en los transformadores de medida.
- La potencia de cortocircuito es muy elevada; una falta externa cercana puede provocar la saturación total de los transformadores de medida de la línea de salida al cortocircuito, por la que circula la suma de las intensidades de aportación del resto de las líneas.
- El esquema de explotación de una subestación no es siempre el mismo. Por ello, hay que informar a la protección de la configuración real en cada momento, para que la medida sea correcta y sean selectivas las órdenes de disparo emitidas.

Las graves consecuencias que sobre el sistema tiene, tanto la pérdida de un embarrado como la presencia mantenida de falta en barras, exigen a la protección rapidez, seguridad, obediencia y selectividad.

La protección de acoplamiento, en configuraciones de doble barra, puede ser de sobreintensidad o de distancia con característica de impedancia. Su actuación es temporizada y da orden de disparo al interruptor de acoplamiento. Su tiempo de actuación debe ser inferior al de apoyo de los embarrados (tiempo de segunda zona en caso de líneas), y superior al de fallo de interruptor. Su alcance debe permitir detectar faltas en barras, sin entrar en competencia con las segundas zonas de líneas.

Puede ser difícil o imposible hacer compatible estos criterios con el de selectividad ante faltas externas a las barras, sobre todo si la protección es de sobreintensidad de tiempo inverso.

A2.1.3.3 Reenganchador en alta tensión

El reenganchador tiene la función de emitir orden de reconexión a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche. Existen diversos modos de funcionamiento del reenganchador [127]:

- Fuera de servicio: informa a las protecciones para que ordenen disparo trifásico ante cualquier tipo de cortocircuito, y no emite orden de reenganche alguna.
- Monofásico: emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir arranque monofásico de las protecciones.
- Mono más trifásico: emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir
- Arranque monofásico de las protecciones. emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque trifásico de las protecciones.
- Trifásico: informa a las protecciones para que ordenen disparo trifásico ante cualquier tipo de cortocircuito. Emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque de las protecciones. El reenganche trifásico se supervisa a través de relés de comprobación de sincronismo. Este relé recibe información de las tensiones a cada lado del interruptor. En función de su ajuste, permitirá que prospere la orden de reenganche, en alguna o algunas de las siguientes circunstancias:
 - Con tensión en barras y sin tensión en línea.
 - Con tensión en línea y sin tensión en barras.
 - Con tensión en línea y con tensión en barras.

En este último caso, comprueba que la tensión diferencial entre ambos lados del interruptor es inferior a un valor de ajuste. La tensión diferencial admisible se ajusta en función del módulo y ángulo de las tensiones supervisadas. Para evitar que, en condiciones de deslizamiento, se permita el cierre con una tensión diferencial mayor a la admisible, esta característica está temporizada. Habitualmente, este relé también realiza la función de supervisión del cierre voluntario.

A2.2. Modelo de EE.UU.

Si bien la norma norteamericana NFPA 70 (National Electric Code) [185] y otras en línea con la norma IEEE 1547.2 [7] presenta un planteamiento general único, existen diversas peculiaridades con respecto a la topología de sus redes, que condicionan la protección de los diversos elementos que la componen [186].

A2.2.1. Protección en redes de media tensión

La norma IEEE 1547.2 [7] contiene los requerimientos universales para la protección de redes de media tensión (Figuras A2.1, A2.2, A2.3). Sin embargo, muchas distribuidoras tienen su normativa particular, hecho especialmente relevante en EE.UU..

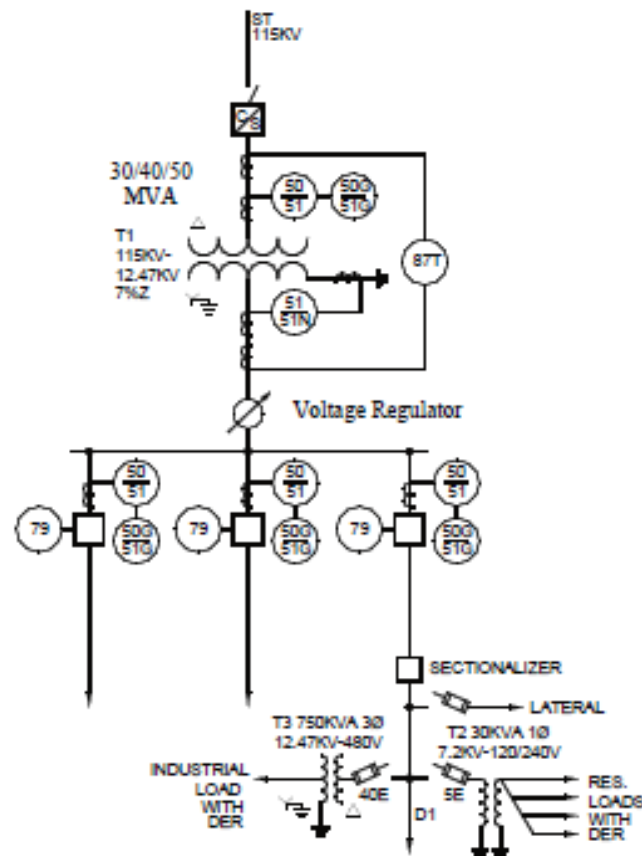


Figura A2.1. Relés de protecciones en redes de MT en EE.UU. [7].

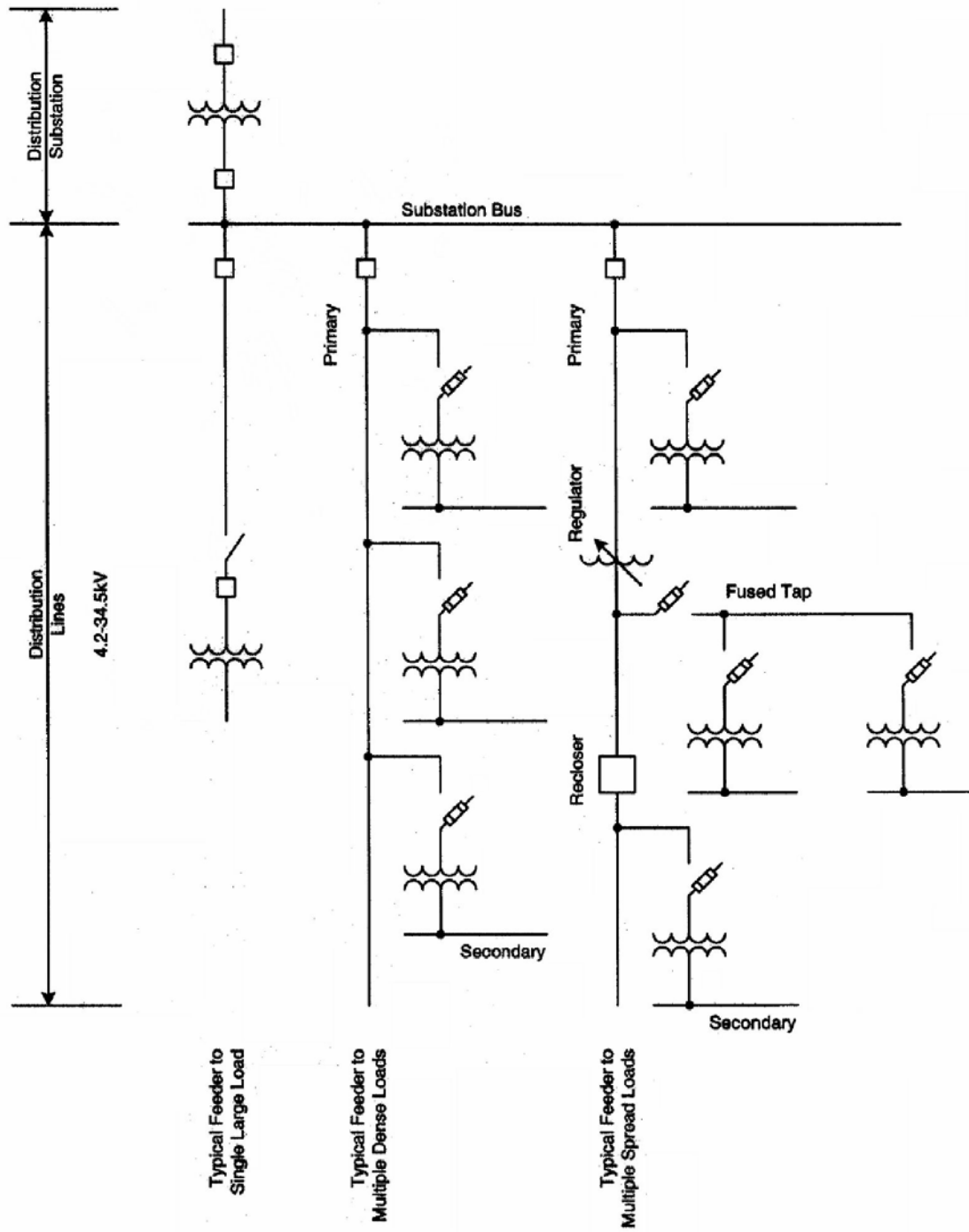
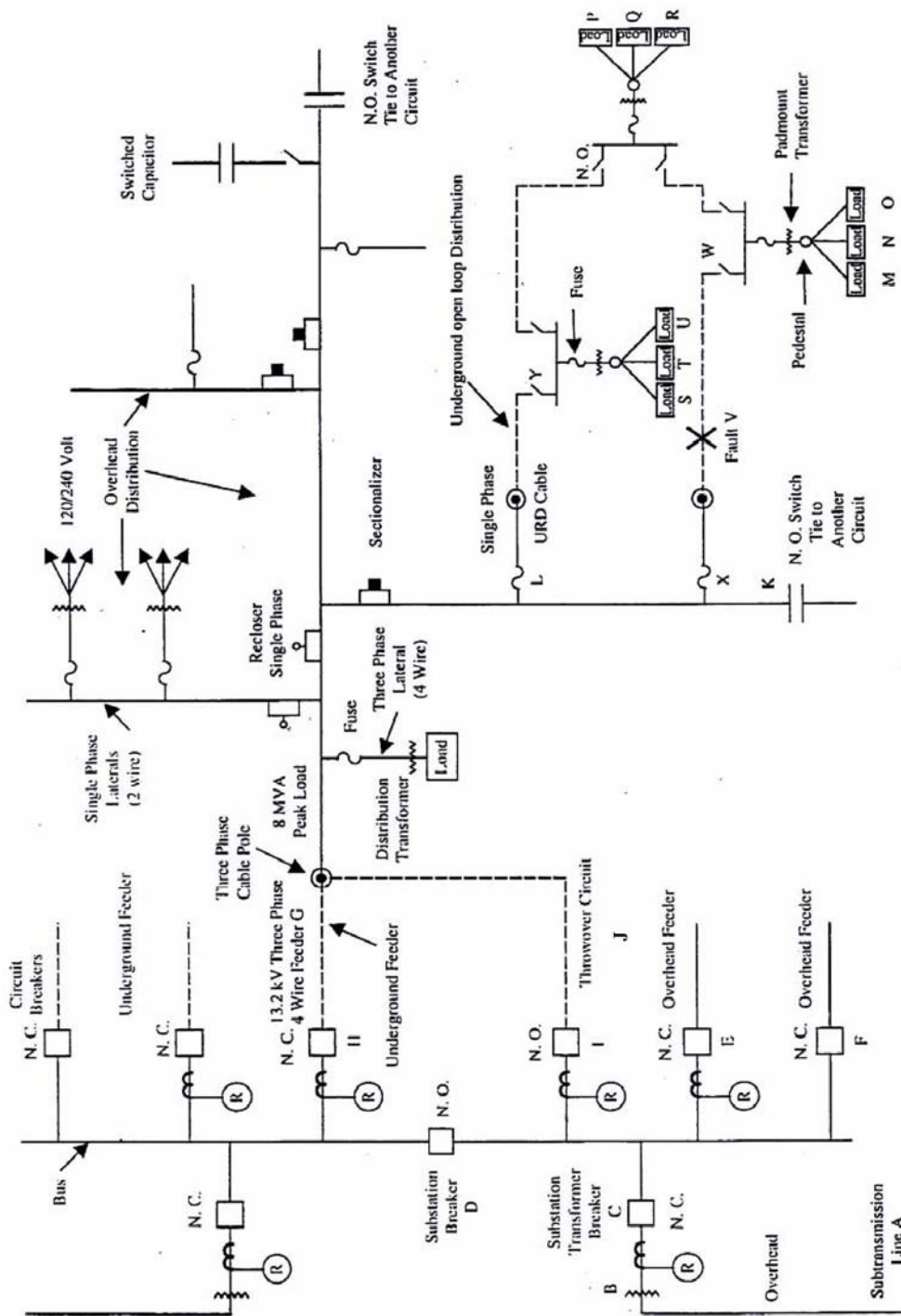


Figura A2.2. Ejemplo de sistema de distribución de MT con diversas cargas en EE.UU. y protección de líneas [7]



NOTE 1—NC = normally closed.

NOTE 2—NO = normally open.

Figura A2.3. Ejemplo de sistema de distribución de MT en EE.UU. y protección de líneas [7].

Anexo 3

A3. Tipo de faltas

Las faltas que originan una respuesta de las protecciones en las redes de distribución son tan diversas como la propia red. No obstante, se pueden englobar en las tipologías típicas [7] mostradas en la Tabla A3.1.

TIPO DE FALTA	CAUSA
Mecánica	Avifauna
	Arbolado
	Colisión de vehículos
	Vientos
	Nieve o hielo
	Contaminación
	Vandalismo
Eléctrica	Desastres naturales
	Rayos
	Cargas dinámicas
	Sobretensiones dinámicas
Aislamiento	Defectos de diseño
	Problemas de fabricación
	Instalación incorrecta
	Aislamiento deteriorado o sucio
Térmica	Sobrecorrientes
	Sobretensión

Tabla A3.1. Tipos de faltas más comunes en redes de distribución.

Las causas de tipo mecánico y eléctrico son las más usuales, gracias al mantenimiento que los operadores de las redes de distribución hacen de éstas, siendo por tanto las causas debido al aislamiento y las térmicas mucho más improbables, además de naturaleza impredecible o sujetas a fenómenos aleatorios.

Todas ellas se pueden dar en todos los niveles de tensión. No obstante las causas mecánicas suelen ser menos usuales en AT debido a la mayor altura de las líneas y a su construcción más robusta y sujeta a normas más estrictas.

Anexo 4

A4. Apoyo de red dinámico

A4.1. Definiciones

Se establecen las siguientes definiciones en aras a una mejor comprensión del concepto apoyo de red dinámico [109,187]:

- Cortocircuito correctamente despejado: se considera que un cortocircuito en el sistema eléctrico ha sido correctamente despejado cuando la actuación de los sistemas de protección ha sido acorde con los criterios establecidos en el procedimiento de operación.
- Periodo de falta: tiempo comprendido entre el inicio de un cortocircuito (con caída de la tensión por debajo de 0,85 pu en el sistema eléctrico) y el instante en el que dicho cortocircuito es despejado por la actuación de los sistemas de protección previstos al efecto.
- Hueco de tensión: disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 min.
- Periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la falta: tiempo comprendido entre el instante de despeje de la falta y el instante en el que la tensión en el punto de conexión a red pasa a estar de nuevo comprendida dentro de los límites admisibles de variación para la operación del sistema eléctrico.
- Potencia aparente nominal: mayor potencia aparente que pueda suministrar la instalación de forma permanente a la tensión nominal.
- Intensidad nominal: Intensidad correspondiente a la potencia aparente nominal y a la tensión nominal.

A4.2. Apoyo de potencia activa y reactiva durante la falta

A4.2.1. Faltas equilibradas

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación [31].

No obstante, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva únicamente durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y durante los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, y ello, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Durante un periodo de 40 ms desde que se produce la falta, el consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 60% de la potencia nominal registrada.
- Durante los primeros 80 ms desde que se despeja la falta, el consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 60% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 80 ms.

De forma paralela, tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir, en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, en este caso se admite también la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los primeros 40 ms inmediatamente posteriores a la aparición de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante todo el régimen perturbado, la instalación estará capacitada para inyectar a la red una corriente aparente de, al menos, el valor de la intensidad nominal de la instalación. La aportación de intensidad por parte de la instalación al sistema eléctrico, durante las perturbaciones, se efectuará de modo que el punto de funcionamiento esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión con un principio de funcionamiento similar al regulador de tensión de los generadores síncronos convencionales (ya sea a nivel de punto de conexión a la red o a nivel de máquina con la correspondiente traslación a bornes de la misma de los valores de tensión eficaz del punto de conexión a la red) cumpliendo los siguientes requisitos:

- Durante la perturbación mantendrá la consigna de tensión del régimen permanente previo si el control de régimen permanente estaba funcionando a consigna de tensión.
- Durante la perturbación mantendrá como consigna de tensión la previa a la perturbación si el control de régimen permanente estaba funcionando a

consigna de potencia reactiva o de factor de potencia.

- Dicho regulador comenzará inmediatamente su actividad en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión a la red salga de los límites admisibles de actuación, que establezca el operador del sistema, ya sea por subtensión sobretensión y, una vez finalizada la perturbación, permanecerá activo durante al menos 30 s una vez se mantenga la tensión permanentemente dentro de los límites admisibles para la operación del sistema eléctrico. Posteriormente, retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación.
- Independientemente de su realización física, se comportará en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la tensión de consigna) de acuerdo al esquema de bloques simplificado de la Figura A4.1:

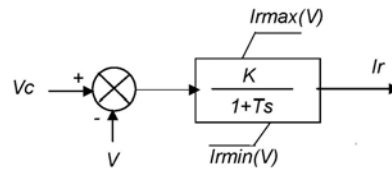


Figura A4.1. Esquema de bloques simplificado del control.

donde V_c es la tensión eficaz unitaria de consigna, V es la tensión eficaz unitaria en el punto de conexión a la red; la constante K representa la ganancia proporcional y T representa a la constante de tiempo. La $I_{rmax}(V)$ corriente reactiva unitaria que se entrega a la red en base a la corriente aparente nominal es I_r estando la misma, limitada tanto superior como inferiormente, en función de la tensión V .

- Dentro del margen de tensión del $\pm\Delta V$, alrededor de la tensión nominal, la instalación tendrá capacidad para absorber/inyectar la misma potencia reactiva exigida para el control de la tensión en el régimen permanente.
- Los límites de saturación mínimos de la corriente reactiva inyectada/absorbida I_r que debe poder alcanzar la instalación mediante el regulador de tensión del régimen perturbado se indican en la Figura A4.2 mediante dos curvas poligonales (A-B-C-D-E y A'-B'-C'-D'-E'). No obstante, en función de la evolución futura de la dinámica de las tensiones el operador del sistema podrá dar instrucción de modificación de dichos límites mínimos de saturación, ya sea

de modo general o en emplazamientos concretos, por otros de valor inferior, perdiendo adicionalmente el carácter de límites mínimos.

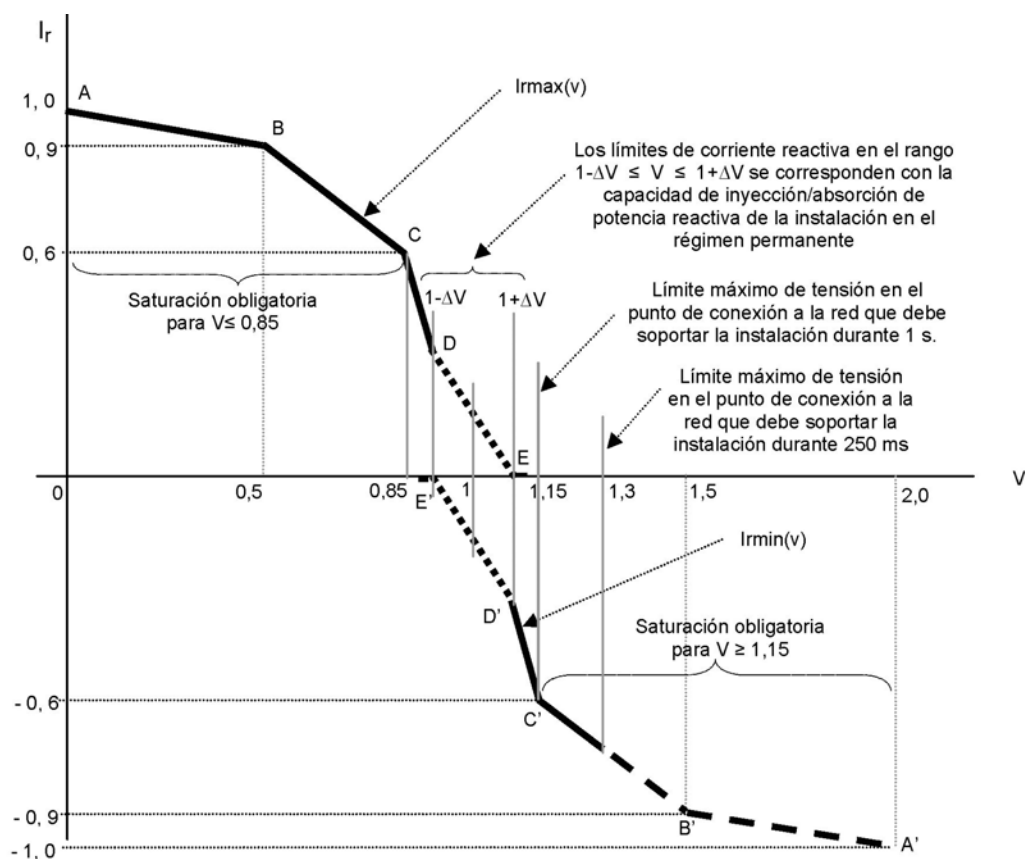


Figura A4.2. Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva I_r .

- Para tensiones eficaces en el PCC en el rango $0,85 \leq V \leq 1,15 pu$ la corriente reactiva inyectada responderá a lo que determine el control de tensión pudiendo saturar en los límites del regulador, no obstante, prevalecerán los controles de la potencia activa, sobre el de tensión de modo que:
 - Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red en el rango $0,85 \leq V \leq 1-\Delta V$ la instalación respetará una limitación inferior y otra superior de la corriente activa (excluyendo los incrementos/decrementos de corriente activa que se pudieran superponer por orden del control de potencia-frecuencia o, en su caso, de la emulación de inercia) en función de la tensión eficaz V indicados en la Figura A4.3 donde P_{ao} es la potencia activa aportada por la instalación (o la máquina) previa a la perturbación. La posible

violación a dicha limitación de corriente activa deberá ser eliminada antes de 250 ms.

- Para tensiones eficaces en PCC en rango $1 - \Delta V \leq V \leq 1 + \Delta V$ la instalación tendrá como objetivo mantener la potencia activa previa a la perturbación (excluyendo los incrementos/ decrementos de corriente activa que se pudieran superponer por orden del control de potencia-frecuencia o, en su caso, de la emulación de inercia).
- Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red en el rango $1 + \Delta V \leq V \leq 1,15 \text{ pu}$ la instalación tratará, en la medida de lo posible, mantener la potencia activa previa a la perturbación.
- Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red inferiores a $0,85 \text{ pu}$ o superiores a $1,15 \text{ pu}$, la inyección/absorción de corriente reactiva deberá saturar en los límites del regulador prevaleciendo el control de tensión sobre la corriente activa, no obstante, la instalación respetará:
 - Una limitación inferior y otra superior de la corriente activa en función de la tensión eficaz V en el rango $0 \leq V \leq 0,85 \text{ pu}$ indicadas en la Figura A4.3. La posible violación a dichas limitaciones de corriente activa deberá ser eliminada antes de 40 ms (Figura A4.3)
 - Para tensiones superiores a $1,15 \text{ pu}$ la instalación tratará, en la medida de lo posible, mantener la potencia activa previa a la perturbación.

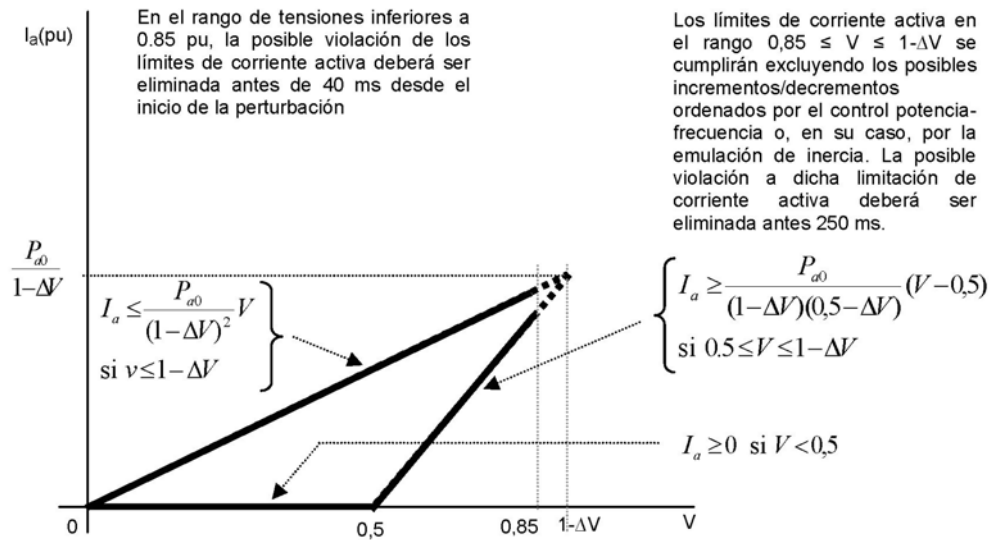


Figura A4.3. Límites inferior y superior de la corriente activa I_a en valores unitarios respecto de la potencia nominal aparente de la instalación.

La ganancia K y la constante de tiempo T del regulador serán tales que:

- Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red inferiores a $0,85 pu$ o superiores a $1,15 pu$, la velocidad de respuesta sea tal que se alcance el 90% de la acción de control requerida en menos de 40 ms
- Para tensiones eficaces en el punto de conexión a la red comprendidas en el rango $0,85 \leq V \leq 1,15 pu$ la velocidad de respuesta sea tal que se alcance el 90% de la acción de control requerida en menos de 250 ms; no obstante, el operador del sistema podrá requerir dicha respuesta en hasta 1 s.
- El error de régimen permanente deberá coincidir con el correspondiente al control de tensión de régimen permanente.

A4.2.2. Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación [31].

No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma. Adicionalmente se permiten consumos transitorios durante el resto de la falta, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- El consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 40% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- El consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 40% de su potencia nominal registrada.

De forma paralela, tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.

No obstante lo anterior, en este caso se admite, igualmente, la existencia de consumos puntuales de potencia activa durante los 80 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante el resto del periodo de mantenimiento de la falta, se admiten consumos de potencia activa, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- El consumo neto de energía activa no deberá ser superior a la energía activa equivalente al 45% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms.
- El consumo de potencia activa, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 30% de su potencia nominal registrada.

Anexo 5

A5. Respuesta de plantas eólicas y fotovoltaicas frente a perturbaciones en la frecuencia

Las plantas eólicas y FVss deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir [31]:

- Incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales al desvío de frecuencia en el punto de conexión a la red.
- El sistema de control de la regulación potencia-frecuencia deberá cumplir con los siguientes requisitos:
 - Independientemente de su realización física, se comportará en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la frecuencia respecto de la frecuencia de consigna) de acuerdo al esquema de bloques simplificado siguiente:

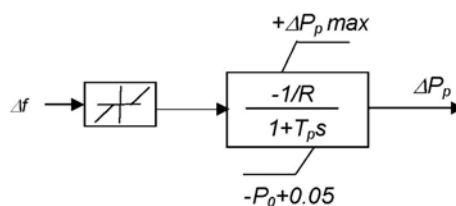


Figura A5. 1. Diagrama de bloques del control de frecuencia

- El control responderá a un estatismo R definido como:

$$R = - \frac{\Delta f / f_{base}}{\Delta P_p / M_{base}} \quad (A5.1)$$

donde Δf es el desvío de la frecuencia respecto a la frecuencia nominal f_{base} (50 Hz considerado como la base de frecuencias), ΔP_p es el incremento de potencia y M_{base} es la potencia aparente nominal de la instalación, siendo la ganancia proporcional $K_p = -1/R$, de modo que a disminuciones en la frecuencia de la red se incremente la potencia activa inyectada a la red.

- Dicho estatismo deberá ser ajustable al menos entre los valores 0,02 y 0,06 pu.

- La velocidad de respuesta será ajustable, no obstante, la instalación deberá estar capacitada para incrementar la potencia activa en, al menos, un valor de $\Delta P=0.1 pu$ en 250 ms.
- El control estará capacitado para incrementar la potencia de la instalación en el valor ΔP_{max} correspondiente a la banda a subir desde el valor previo a la perturbación (P_o) hasta la máxima potencia alcanzable de acuerdo a la disponibilidad instantánea del recurso primario. Asimismo, estará capacitado para bajar hasta un mínimo del 5% de la potencia nominal aparente de la instalación siempre que la potencia activa supere dicho valor.
- El control estará capacitado para deshabilitarse transitoriamente mientras que la tensión se mantenga por debajo 0,85 pu.
- El control estará capacitado para recibir en tiempo real del operador del sistema consignas de potencia en reserva a subir y a bajar debiendo retornar al mismo las medidas de reservas reales disponibles en cada momento.
- Los valores de funcionamiento de los parámetros ajustables aquí descritos se establecerán en los valores que el operador del sistema comunique en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico.
- Los ajustes de protecciones de la instalación serán coherentes con las capacidades aquí exigidas y las necesidades de operación del sistema que se determinen.

Curriculum Vitae

Francisco Javier de la Cruz Cambil nació en Granada el 1 de febrero de 1972, comenzando sus estudios universitarios de la Licenciatura en Físicas en 1990 y de la Ingeniería Superior en Electrónica en 1995 en la Universidad de Granada, concluyéndolos en 1998 tras el proyecto fin de carrera.

En 1998 entra a formar parte de la Compañía Andaluza de Telecomunicaciones de Sevillana de Electricidad, que tras la absorción por ENDESA, pasó a llamarse ENDITEL (Endesa Ingeniería de Telecomunicaciones) como Ingeniero de diseño de redes.

En 2002 tras cesar su actividad dicha empresa, crea su propia empresa, SISMICAD, una ingeniería especializada en instrumentación e investigación de los fenómenos sísmicos y vulcanológicos, siendo la única empresa española del sector y una de las 10 primeras a nivel mundial en mercado y productos. Los sismómetros, geófonos, arrays sísmicos, etc. que se diseñaron conjuntamente entre SISMICAD, la Universidad de Granada, el Instituto Andaluz de Geofísica y la Universidad de Bergen, Noruega, y fabricados por SISMICAD, aún siguen operando en lugares tan diversos como Isla Decepción (Antártida), Gran Sasso, Volcanes Etna y Vesubio, regiones de la península itálica, Venezuela, Noruega, Puebla (Méjico), Sudáfrica, Georgia (ex república soviética) etc.

Ya en 2004 entra a formar parte de Sevillana Endesa de nuevo, para hacerse cargo

del Proyecto Alborada en Granada como responsable y Director de obras en MT/BT. Alborada supuso una inversión neta de 71 millones de euros en la provincia granadina. Tras la finalización del proyecto queda como director de obras y posteriormente como adjunto al Jefe de Explotación de red de MT/BT. En 2010 entra a formar parte del departamento de Nuevos Suministros y Servicios de Red como Responsable de Proyectos y Solicitudes de Andalucía Oriental (Granada, Jaén y Almería) y Experto de la División, tarea que desempeña hasta la actualidad

Publicaciones generadas por esta Tesis

ARTÍCULOS

- J.C. Hernández, J. de la Cruz, P.G. Vidal, B. Ogayar. Conflicts in the distribution network protection in the presence of large photovoltaic plants: the case of *ENDESA*. European Transactions on Electrical Power (2012) DOI: 10.1002/etep.1623
- J.C. Hernández, J. de la Cruz, B. Ogayar. Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic distributed generation. Electric Power System Research 89 (2012) 85-89
- J.C. Hernández, M.J. Ortega, J. de la Cruz, D. Vera. Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-Distributed Generation. Electric Power Systems research 81 (2011) 1247-1257

CONFERENCIAS INTERNACIONALES

- J. de la Cruz, P. Gómez. Real Problems in Utility High Voltage Network due to Grid Connected Photovoltaic Power Generation. The experience of *ENDESA*. International Conference on Renewable Energies and power Quality (ICREPQ,10) Granada, Spain.

Bibliografía

BIBLIOGRAFÍA

Las referencias bibliográficas que se han utilizado para la realización de esta Tesis se han ordenado según el orden de aparición en el documento.

-
- [1] International Energy Agency. Monthly Electricity Statistics. Enero, 2008. Disponible en: <http://www.iea.org>
 - [2] Alley, R. et al. “Cambio Climático 2007. La Base de la Ciencia Física”. Contribución del Grupo de Trabajo I para el IV Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. París, Febrero, 2007. Disponible en: <http://www.ipcc.ch>.
 - [3] International Energy Agency. Key world energy statistics.2007. OECD/IEA. París, 2007. Disponible en: <http://www.iea.org/Textbase/about/copyright.asp> 2007.
 - [4] Energy Information Administration. International Energy Outlook. DOE/EIA-0484, 2007. Disponible en: www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html
 - [5] The WorldWatch Institute. The World State of the World. Innovations for a Sustainable Economy. 25th Anniversary, 2008. Disponible en: <http://www.worldwatch.org>.
 - [6] Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
 - [7] IEEE STD. 1547.2. Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2008
 - [8] J.C. Hernández, J. de la Cruz, B. Ogayar. Electric Protection for the Grid Interconnection of Photovoltaic Distributed Generation. Electric Power Systems Research 89 (2012) 85-89
 - [9] Reglas Técnicas Básicas para la Interconexión de Plantas en Régimen Especial, Endesa Distribución Eléctrica 2010
 - [10] Condiciones Técnicas para la Instalación de Auto productores (MT 3.53.01), Iberdrola Distribución Eléctrica, España 2004
 - [11] Criterion of Connection for Production Installations of Self-Producers Plants (DK 5940). Enel Distribuzione Elettrica. Italia 2007
 - [12] Criterion of Connection for Production Installations of Self-Producers Plants (DK 5750). Enel Distribuzione Elettrica. Italia 2005
 - [13] K.Malmedal, P.K. Sen, Comparison of same randomly selected utilities interconnection

-
- requirements and the compliance with the IEEE Std. 1547 – Interconnection guideline, in: proc 2008 IEEE Rural electric Power Conference, North Charleston, South Carolina USA, 2008 pp. C3-C8-8.
- [14] Guía Técnica para la Interconexión de Generación Distribuida en BT. Endesa Distribución Eléctrica, España 2009.
- [15] IEEE Std 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems 2003.
- [16] IEEE Std 1547.6 Draft 8.0, Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems – Distribution Secondary Networks 2011.
- [17] Orden 05/09/1985, Orden por la que se establecen Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a la red de Plantas Hidroeléctricas hasta 5 MVA y Centrales de Autogeneración Eléctrica, España, 1985
- [18] DIN VDE Std. 0126-1-1, Automatic Disconnection Device between a Generator and the Public Low-Voltage Grid, 2006
- [19] VDE-AR-N Std. 4105/Draft, Application Rule on Production Installations at the Low Voltage Network, Technical Least Requests for Connection and Parallel Performance of Production Installations at the Low Voltage Network, 2011
- [20] Generating Plants Connected to the LV Network Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2005
- [21] UK ER G59/2-1, Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to the Regional Electricity Companies Distribution Systems, 2011.
- [22] UK ER G83/1, Recommendations for the Connection of Small-Scale Embedded Generators (up to 16 A per Phase) in Parallel with Public Low-Voltage Distribution Networks, 2003.
- [23] IEC Std. 62103, Electronic Equipment for Use in Power Installations, 2003.
- [24] IEEE Std. 929, Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems, 2000.
- [25] EN Std. 50438, Requirements for the Connection of Micro-Generators in Parallel with Public Low-voltage Distribution Networks, 2007.
- [26] UL Std. 1741, Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources, 2005.
- [27] IEC Std. 61727, Photovoltaic Systems - Characteristics of the Utility Interface, 2004.
- [28] IEC Std. 62116, Test Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility-Interconnected Photovoltaic Inverters, 2008.
-

- [29] Real Decreto 1663/2000 del 29 de septiembre, de la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión, 2000
- [30] Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2008.
- [31] Guía Técnica para plantas eólicas y fotovoltaicas conectadas directamente a la Red de Transporte. Requerimientos mínimos de diseño, equipos, ajustes de operación y seguridad, Red Eléctrica de España, 2009.
- [32] Real Decreto 1565/2010 del 19 de noviembre sobre modificaciones de ciertos aspectos de la producción de energía en Régimen Especial, 2010
- [33] Arrêté, Dated December 23th 2010, Technical Prescriptions for Conception and Performance of the Connection to a Public Electricity Distribution Network of an Electric Energy Production Installation, 2010.
- [34] Guidelines on Renewables-based Generating Plants Connected to the High and Extra-high Voltage Network, VDE, 2004
- [35] Martin Geidl, Protection of Power Systems with Distributed Generation. State of the Art, Power Systems laboratory. Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich 2005.
- [36] M.A.Eltawil, Z. Zhao, Grid connected Photovoltaic Power Systems. Technical and Potential problems, a review, renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 112-129.
- [37] O. Raipala, S. Repo, K. Mäki, P. Järventausta, Studying the effects of distributed generation on autoreclosing with a real time digital simulator and real protection relays, in: Proc. 9th Nordic Electricity Distribution and Asset Management Conference, Aalborg, Denmark, 2010, pp. 1–11.
- [38] V. Zolingen, Electrotechnical Requirements for PV on buildings, Progress on Photovoltaics: Research and Applications 12 (2004) 409-414.
- [39] W. Bower, M. Ropp, Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility Interactive Inverters in Photovoltaic Systems Report. Report SAND2002-3591, Sandia National Laboratories, 2002.
- [40] G.M.S. Azevedo et al., Photovoltaic inverters with fault ride-through capability, in: Proc. 2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Seoul, Korea, 2009, pp. 549–553.
- [41] J.C. Vazquez, et al., Voltage support provided by a droop-controlled multifunctional inverter. IEEE Transactions on Industrial Electronics
- [42] C. Photong, C. Klumpner, P. Wheeler, A current source inverter with series connected AC capacitors for photovoltaic application with grid fault ride through capability, in: Proc. 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society Oporto, Portugal, 2009, pp. 390–396.

-
- [43] E. Caamaño-Martín et al. Interaction between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 16 (2008) 629-643.
- [44] R.M. Tumilty, M. Brucoli, G.M. Burt, T.C. Green, Approaches to network protection for inverter dominated electrical distribution systems, in: *Proc. 3rd IET International Conference on Power Electronics Machines and Drives*, Nagasaki, Japan, 2006, pp. 622–626
- [45] C. González et al., Assess the impact of photovoltaic generation systems on low-voltage network: software analysis tool development, in: *Proc. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, 2007, pp. 1–6.
- [46] K.I. Jennet, C.D. Booth, Protection of converter dense power Systems in 45th International Universities Power Engineering Conference, Cardiff, Wales UK, 2010 pp. 1-6.
- [47] S. Conti, Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation, *Electr. Power Syst. Res.* 79 (2009) 49–56
- [48] B. Hussain, S.M. Sharkht, S. Hussain, M.A. abusara, Integration of Distributed Generation into the grid: Protection challenges and solutions, in: *Proc. 10th International Conference on Developments in Power System protection*, Manchester, UK, 2010, pp. 1-5.
- [49] S.A. Papathanassiou, A technical evaluation framework for the connection of GD to the distribution network, *Electr. Power Syst. Res.* 77 (2007) 24–34.
- [50] M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, Line protection in inverter supplied networks, in: *Proc. 2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*, Sydney, Australia, 2008, pp. 1–6.
- [51] Conti S, Nicotra S. Procedures for fault location and isolation to solve protection selectivity problems in MV distribution networks with dispersed generation. *Electric Power System Research Journal* 2009; 79(1): 57–64. DOI: 10.1016/j.eprsr.2008.05.003.
- [52] Tumilty RM, Elders IM, Burt GM, McDonald JR. Coordinated protection, control & automation schemes for microgrids. *International Journal of Distributed Energy Resources* 2007; 3(3): 225–241.
- [53] Liserre M, Teodorescu R, Blaabjerg F. Stability of grid-connected PV inverters with large grid impedance variation. *Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC)* 2004; 4773 - 4779. DOI 10.1109/PESC.2004.1354843.
- [54] Liserre M, Teodorescu R, Blaabjerg F. Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values. *IEEE Transactions on Power Electronics* 2006; 21(1): 263–272. DOI: 10.1109/TPEL.2005.861185.
- [55] Agorreta JL, Borrega M, López J, Marroyo L. Modeling and control of N-paralleled grid-connected inverters with lcl filter coupled due to grid impedance in PV plants. *IEEE Transactions on Power Electronics* 2011; 26(3): 770–785. DOI: 10.1109/TPEL.2010.2095429.
-

- [56] Enslin JHR, Hulshorst WTJ, Groeman JF, Atmadji AMS, Heskes PJM. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. KEMA/ECN Report 40210004TDC 02-29719A, Arnhem, The Netherlands 2002.
- [57] Enslin JHR, Hulshorst WTJ, Atmadji AMS, Heskes PJM, Kotsopoulos A, Cobben JFG, Van der Sluijs P. Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network. Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech Conference 2003; 3: 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304365.
- [58] Enslin JHR, Heskes PJM. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. IEEE Transactions on Power Electronics 2004; 19(6): 1586–1593. DOI: 10.1109/TPEL.2004.836615.
- [59] Golovanov N, Lazaroiu GC, Roscia M, Zaninelli D. Steady state disturbance analysis in PV systems Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC) 2004; 2: 1952–1958. DOI: 10.1109/PES.2004.1373218.
- [60] Papathanassiou SA, Papadopoulos MP. Harmonic analysis in a power system with wind generation. IEEE Transactions on Power Delivery 2006; 21(4):2006–2016. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.864063.
- [61] Benhabib MC, Myrzik JMA, Duarte JL. Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network. Proceedings of 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, Barcelona, Spain 2007; 1–6.
- [62] Goh HS, Armstrong M, Zahawi B. The effect of grid operating conditions on the current controller performance of grid connected photovoltaic inverters. Proceedings of the 13th European Conference on Power Electronics and Applications, (EPE '09) 2009; 1–8.
- [63] Seymour E. Inverter-utility resonant stability in PV systems Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (PVSC) 2010; 2: 2864–2868. DOI: 10.1109/PVSC.2010.5615902.
- [64] J.C. Hernández, J. de la Cruz, P.G. Vidal, B. Ogayar. Conflicts in the distribution network protection in the presence of large photovoltaic plants: the case of ENDESA. European Transactions on Electrical Power (2012).
- [65] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 2007.
- [66] Draft on Guidelines for Grid Interconnection of Small Power Projects in Tanzania -Part A: Mandatory Requirements and Test Procedure-, Government of Tanzania, Ministry of Energy and Minerals, 2011.
- [67] J.C. Hernández, M.J. Ortega, J. de la Cruz, D. Vera, Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation, Electric Power

- Systems Research 81 (2011) 1247–1257.
- [68] Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - [69] IEEE STD 519-1992 IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
 - [70] IEEE STD 141-1993 (Red Book) IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
 - [71] Centro de Formación Schneider. Protecciones eléctricas en MT. Publicación Técnica Schneider 2003.
 - [72] Paulino Montané, Protecciones eléctricas en las instalaciones eléctricas. Editorial Marcombo. 1992.
 - [73] H. Beltran, F. Jimeno, S. Segui-Chilet. Review of the Islanding Phenomenon Problem for Connection of Renewable Energy Systems.
 - [74] Khanchai Tunlasakun, Krissanapong Kirtikara, Sirichai Thepa, Veerapol Monyakul³, “CPLD Based Islanding Detection for Mini Grid Connected Inverter in Renewable Energy”.
 - [75] Michael E. Ropp, Miroslav Begovic, Ajeet Rohatgi, Gregory A. Kern, R. H. Bonn, S. Gonzalez “Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones” IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 15, Nº. 3, September 2000.
 - [76] UK ER G75/1, Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to Public Distribution Systems above 20 kV or with Outputs over 5MW, 2002.
 - [77] IEEE Std. 1547-5/Draft, Draft Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10 MVA to the Power Transmission Grid.
 - [78] NERC Std. PRC-024-1/Draft 2, Draft on Generator Performance During Frequency and Voltage Excursions, 2007.
 - [79] Criterion of Connection of Customer to HV Distribution Network (DK 5400), Enel Corporation, Italy, 2004.
 - [80] IEC Std. 11-32, Systems of Conversion Connected to Public Network of III Category, 2008.
 - [81] Great Britain National Grid Code (Issue 4 Revision 5), National Grid Electricity Transmission plc, Great Britain, 2011.
 - [82] Draft Final Straw Proposal: Interim Interconnection Requirements for Large Generator Facilities Review Initiative, California ISO, 2010.

- [83] N. Jenkins et al. *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, Cambridge 2000.
- [84] C.A. Plet, M. Graovac, T.C. Green, R. Iravani, Fault response of grid-connected inverter dominated networks, in: *Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, Minnesota, USA, 2010, pp. 1-8.
- [85] Osman Tor. *Power Distribution Asset Management*. IEEE Publications.
- [86] P.T. Carroll, *Distribution Line Protection Practices Industry Survey Results*, IEEE Power System Relaying Committee Report, 2002.
- [87] S. Kwon, C. Shin, W. Jung, Evaluation of protection coordination with distributed generation in distribution networks, in: *Proc. 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection*, Manchester, UK, 2010, pp. 1–5.
- [88] J. Morren, S.W.H. De Haan, Impact of distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection, in: *Proc. 9th IET International Conference on Developments in Power System Protection*, Glasgow, UK, 2008, pp. 664–669.
- [89] *The Impact of Distributed Resources on Distribution Relaying Protection*, IEEE PES, Power System Relaying Committee, 2004.
- [90] L. Kumpulainen, K. Kauhaniemi, Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing, in: *Proc. 2004 IEEE Power Systems Conference & Exposition*, New York, USA, 2004, pp. 10–13.
- [91] L. Kumpulainen, K. Kauhaniemi, P. Verho, O. Vähämäki, New requirements for system protection caused by distributed generation, in: *Proc. 18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 2005, pp. 1–4.
- [92] *Normas Particulares Endesa Distribución Eléctrica S.L.U.* 2005
- [93] Y. Sun, M.H.J. Bollen, G. Ault, Improving distribution system reliability by means of distributed generation, in: *Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution*, Vienna, Austria, 2007, pp. 1-4.
- [94] *Assessment of Islanded Operation of Distribution Networks and Measures for Protection*, ETSU K/EL/00235/REP, DTI/Pub, 2001.
- [95] *PVPS Report – Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within Low Voltage Distribution Networks*, (IEA-PVPS T5-08), International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme, 2002.
- [96] H. Kobayashi, K. Takigawa, Statistical evaluation of optimum islanding preventing method for utility interactive small scale dispersed PV systems, in: *Proc. 1st IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Village Waikoloa, Hawaii, 1994. pp. 1085–1088.

-
- [97] R. Bruendlinger et al., State of the Art Solutions and New Concepts for Islanding Protection, DISPOWER Project 2006, European Commission, contract no. ENK-CT-2001-522.
- [98] Evaluation of Islanding Detection Methods for PV Utility Interactive Power Systems (IEA-PVS T5-09). International Energy Agency (IEA). Photovoltaic Power Systems Programme, 2002
- [99] A. Woyte et al., International harmonization of grid connection guidelines: adequate requirements for the prevention of unintentional islanding, Prog. Photovolt: Res. Appl. 11 (2003) 407–424.
- [100] E. Caamaño et al., Utilities Experience and Perception of PV Distributed Generation, Final PV Up-Scale Report, <http://www.pvupscale.org>.
- [101] B. Bletterie, R. Bründlinger, H. Fechner, Sensitivity of photovoltaic inverters to voltage sags – Test results for a set of commercial products, in: Proc. 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, Italy, 2005, pp. 1–4.
- [102] Technical Steering Group. UK Government.-Distributed Generation Programme. Islanded Operation of Distribution Networks Contract Number DG/CG/00026/00/00 URN 05/59.1
- [103] M. Coddington, et al., Technical Report on PV System Interconnected onto Secondary Network Distribution Systems-Success Stories (NREL/TP-550-45061). National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [104] J.C. Hernández, A. Medina, F. Jurado, Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders, Energy Convers. Manage. 49 (2008) 1747–1765.
- [105] Distributed Generation in Europe, Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection, KEMA 2011
- [106] Normas Básicas de Operación Sevillana Endesa. Endesa Distribución Eléctrica 2005.
- [107] Distributed Generation in Europe, Physical Infrastructure and Distributed Generation Connection, KEMA 2011
- [108] Second German Law on the Energy Industry 2005
- [109] Procedimientos de Operación 12.1 ,12.2, Red Eléctrica de España, Publicación Interna 01/03/2005. OP 12.1 Solicitudes de Acceso de Nuevas Instalaciones a la Red de Transporte. OP12.2 Instalaciones conectadas a la Red de Distribución. Requerimientos mínimos para el Diseño, Equipamiento, Funcionalidad, Fiabilidad y Energización. España 2005.
- [110] Transmission Code: Network and System Rules of the German Transmission System Operators, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Germany, 2007.
- [111] Code for Transmission, Dispatching, Development and Security of the Grid, Terna, Italy, 2011.
- [112] Référentiel Technique de Réseau de Transport d'Électricité, Réseau de Transport d'Électricité,
-

France, 2009.

- [113] Le Référentiel Technique, EDF Réseau Distribution, France, 2003.
- [114] Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, VDN, 2003
- [115] RD 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [116] T. Stetz, W. Yan, M. Braun, Voltage control in distribution systems with high level PV-penetration -Improving absorption capacity for PV systems by reactive power supply-, in: Proc. 25th EU PVSEC, Valencia, Spain, 2010, pp. 1–7.
- [117] J.M.E Huerta et al., A synchronous reference frame robust predictive current control for three-phase grid-connected inverters, IEEE Transactions on Industrial Electronics 57(3) (2010) 954–962.
- [118] F. Delfino et al., Integration of large-size photovoltaic systems into the distribution grids: a P-Q chart approach to assess reactive support capability, IET Renew. Power Generation 4(4) (2010) 329–340.
- [119] L. Hassaine et al., Digital power factor control and reactive power regulation for grid-connected photovoltaic inverter, Renew. Energy 34(1) 315–321.
- [120] K Turitsyn et al., Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators, Proceedings of the IEEE 99(6) pp. 1063–1073.
- [121] M. Oshiro et al., Optimal voltage control in distribution systems using PV generators, Int. J. Electrical Power & Energy Syst. 33(3) 485–492.
- [122] G. Tsengenes, G. Adamidis, Investigation of the behavior of a three phase grid-connected photovoltaic system to control active and reactive power, Electr. Power Syst. Res. 81(1) 177–184.
- [123] Technical Guideline “Generating plants connected to the medium-voltage network”. BDEW June 2008.
- [124] E. Troester. New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the MV Power Grid. 2nd. International Workshop on PV Power Plants.
- [125] Procedimiento Operativo 7.4. Publicado en el Boletín Oficial de 18/03/2000. Servicios Auxiliares de Control de Tensión en la Red de Transporte, 2005
- [126] Cagnano et al., Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller, Renew. Energy 37(3) 1047–1052.
- [127] Requerimientos de Protección del Sistema Peninsular Español. Red Eléctrica, España, 1995

-
- [128] IEC 61850-9-2, Communication Networks and Systems in Substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping - Sampled Values over ISO/IEC 8802-3, 2004.
- [129] Ferracci P. Ferroresonance. Group Schneider: Cahier No. 190, 1998; 1–28.
- [130] Fuchs EF, Masoum MAS. Power Quality in Power Systems and Electrical Machines, Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2008.
- [131] Thompson JMT, Stewart HB. Nonlinear Dynamics and Chaos: Geometrical Methods for Engineers and Scientists, Wiley: Chichester, West Sussex, 1986.
- [132] Gleick J. Chaos: Making a New Science, Viking Penguin: New York, 1987.
- [133] Boucherot P. Existence de deux regimes en ferro-resonance. Revue General d'Electricite, 1920; 827–828.
- [134] Val Escudero M, Dudurych I, Redfem M. Understanding ferroresonance. Proceedings of 39th International Conference on Universities Power Engineering 2004; 2: 1262–1266.
- [135] Moses P, Masoum M. Modeling subharmonic and chaotic ferroresonance with transformer core model including magnetic hysteresis effects. WSEAS Transactions on Power Systems 2009; 4(12): 361–371.
- [136] Wright IA, Morsztyn K. Subharmonic oscillations in power systems-theory and practice. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 1970; PAS-89(8): 1805–1815. DOI: 10.1109/TPAS.1970.292765.
- [137] Vukelja PI, Naumov RM, Vucinic MM, Budisin PB. Experimental investigations of overvoltages in neutral isolated networks. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution 1993; 140(5): 343–350.
- [138] Kavasseri RG. Analysis of subharmonic oscillations in a ferroresonant circuit. Electrical Power and Energy Systems 2005; 28: 207–214. DOI: 10.1016/j.ijepes.2005.11.010.
- [139] Nishiwaki S, Nakamura T, Miyazaki Y. A special ferro-resonance phenomena on 3-phase 66kV VT-generation of 20Hz zero sequence continuous voltage. Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07), Lyon, France 2007; 1–6.
- [140] Marti JR, Soudack AC. Ferroresonance in power systems: fundamental solutions. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution 1991; 138(4): 321–329.
- [141] Shoup D, Paserba J, Mannarino A. Ferroresonance conditions associated with a 13 kV voltage regulator during back-feed conditions. Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07), Lyon, France 2007; 1–6.
- [142] Pattanapakdee K, Banmongkol C. Failure of riser pole arrester due to station service transformer ferroresonance. Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients
-

- (IPST'07), Lyon, France 2007; 1–5.
- [143] Xu M, Lu J. Study on line-break ferro-resonance over-voltage of 35 kV power system and its suppression methods. *International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application* 2010; 460–462. DOI 10.1109/ISDEA.2010.199.
- [144] Roy M, Roy CK. Experiments on ferroresonance at various line conditions and its damping. *Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference* 2008; 1–8. DOI: 10.1109/ICPST.2008.4745305.
- [145] Moses PS, Masoum MAS, Toliyat HA. Impacts of hysteresis and magnetic couplings on the stability domain of ferroresonance in asymmetric three-phase three-leg transformers. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2011; 26(2): 581–592. DOI: 10.1109/TEC.2010.2088400.
- [146] Amar FB, Dhifaoui R. Study of the periodic ferroresonance in the electrical power networks by bifurcation diagrams. *Electrical Power and Energy Systems* 2011; 33: 61–85. DOI: 10.1016/j.ijepes.2010.08.003.
- [147] Wright IA. Three-phase subharmonic oscillations in symmetrical power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1971; PAS-90(3): 1295–1304. DOI: 10.1109/TPAS.1971.292931.
- [148] Stucken C, Monfils PA, Janssen N, Van Craenbroeck T, Van Dommelen D. Risk of ferroresonance in isolated neutral networks and remedies. *Proceedings of 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution* 1997; 1: 1–6. DOI: 10.1049/cp:19970458.
- [149] Van Craenenbroeck T, Michiels W, Van Dommelen D, Lust K. Bifurcation analysis of three-phase ferroresonant oscillations in ungrounded power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 1999; 14(2): 531–536. DOI: 10.1109/61.754099.
- [150] Piasecki W, Florkowski M, Fulczyk M, Mahonen P, Nowak, W. Mitigating ferroresonance in voltage transformers in ungrounded MV networks. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2007; 22(4): 2362–2369. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.905383.
- [151] Kieny C. Application of the bifurcation theory in studying and understanding the global behavior of a ferroresonant electric power circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery* 1991; 6(2): 866–872. DOI: 10.1109/61.131146.
- [152] Chakravarthy SK, Nayar CV. Quasiperiodic oscillations in electrical power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 1996; 18(8): 483–492. DOI: 10.1016/0142-0615(96)00008-7.
- [153] Chakravarthy SK. Identifying attractors in a ferroresonant circuit: a simulated perturbation approach. *Electric Power Systems* 1999; 52(2): 171–180. DOI: 10.1016/S0378- 7796(99)00017-6.
- [154] Kocis L. Ferroresonances during black starts - Criterion for feasibility of scenarios. *Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07), Lyon, France 2007; 1–5.*

- [155] Peterson HA. Transients in Power Systems, Wiley: New York, 1951; 265–279.
- [156] Fortescue CL. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks. Trans. AIEE 1918; 37: 1027–1140.
- [157] Henao H, Assaf T, Capolino GA. The discrete Fourier transform for computation of symmetrical components harmonics. Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech Conference 2003; 4: 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304803.
- [158] Marei MI, El-Saadany EF, Salama MMA. A processing unit for symmetrical components and harmonics estimation based on a new adaptive linear combiner structure. IEEE Transactions on Power Delivery 2004; 19(3): 1245–1252.
- [159] Chicco G, Postolache P, Toader C. Analysis of three-phase systems with neutral under distorted and unbalanced conditions in the symmetrical component-based framework. IEEE Transactions on Power Delivery 2007; 22(1): 674–683. DOI: 10.1109/TPWRD.2006.887095.
- [160] Balda JC, Oliva AR, McNabb DW, Richardson RD. Measurements of neutral currents and voltages on a distribution feeder. IEEE Transactions on Power Delivery 1997; 12(4): 1799–1804. DOI: 10.1109/61.634208.
- [161] Desmet JJM, Sweertvaegher I, Vanalme G, Stockman K, Belmans RJM. Analysis of the neutral conductor current in a three-phase supplied network with nonlinear single-phase loads. IEEE Transactions on Industry Applications 2003; 39(3): 587–593. DOI: 10.1109/TIA.2003.810638.
- [162] Testa A, et al. Interharmonics: theory and modelling. IEEE Transactions on Power Delivery 2007; 22(4): 2335–2348. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.905505.
- [163] IEC Standard 61000-4-7. Electromagnetic compatibility, Part 4-7; Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, 2002.
- [164] IEEE Standard 1159. IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality, 1995.
- [165] De Sa JLP, Louro M. On human life risk-assessment and sensitive ground fault protection in MV distribution networks. IEEE Transactions on Power Delivery 2010; 25(4): 2319–2327. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2053564.
- [166] Daqing Hou, Fischer N. Deterministic high-impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems. Proceedings of the Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference 2007; 1–10. DOI: 10.1109/ICPS.2007.4292098.
- [167] SFZ00100 Standard. Criterio de diseño de subestaciones. ENDESA Distribución Eléctrica, España, 2009
- [168] NI 46.07.00 Standard. Unidades de control y protección para líneas de MT. Iberdrola Distribución

Eléctrica, España, 2009

- [169] Celdas MT SSEE. *Union Fenosa Distribución Eléctrica*, España, 2011.
- [170] IEEE Standard C.37.230. Guide for protective relay applications to distribution lines, 2007.
- [171] DK 4452 Standard. Taratura dei dispositivi per la rete MT. *Enel Corporation*, Italy, 2004
- [172] Papathanassiou S, Tsili M, Georgantzis G, Antonopoulos G. Enhanced earth fault detection on MV feeders using current unbalance protection. *Proceedings of 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna 2007*; 1–4.
- [173] Kojovic LA, Witte JF. Improved protection systems using symmetrical components. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, (IEEE/PES) 2001*; **1**: 47–52. DOI:10.1109/TDC.2001.971207.
- [174] Karsenti L, Cabanac P. EDF’s field experience on MV networks zero-sequence protection scheme. *Proceedings of 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna 2007*; 1–4.
- [175] Curk J, Koncnik D. Improved protection scheme for selective high resistance earth fault clearing in Slovenian distribution networks. *Proceedings of the International Conference on Electric Power Engineering, Budapest 1999*; 256. DOI: 10.1109/PTC.1999.826688.
- [176] Strang WM et al. Distribution line protection practices industry survey results. *IEEE Transactions on Power Delivery* 1995; **10**(1): 176–180. DOI: 10.1109/61.368400.
- [177] Chicco G, Schlabbach J, Spertino F. Experimental assessment of the waveform distortion in grid connected photovoltaic installations. *Solar Energy* 2009; **83**(7): 1026–1039. DOI: 10.1016/j.solener.2009.01.005.
- [178] Gross A. Measurement and Assesment of Harmonic current Emission of PV Inverters. M.S. Thesis. University of Applied Sciences. Bielefeld, Germany 2005
- [179] Tentzerakis S, Paraskevopoulou N, Papathanassiou S, Papadopoulos P. Measurement of wind farm harmonic emissions. *Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialists Conference, (PESC) 2008*; 1769–1775. DOI: 10.1109/PESC.2008.4592199.
- [180] U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Standards.
- [181] U.S. Department of Energy. National Transmission Grid Study. 2002
- [182] Normas Básicas de Operación Sevillana Endesa. Endesa Distribución Eléctrica 2005.
- [183] Norma ENDESA NGD 00200, 2ª Edición, Septiembre 2009 (en redacción nueva edición, Noviembre 2012)
- [184] Criterios Generales de Protección del Sistema eléctrico Español. UNESA 1995
- [185] National Electric Code, NFPA 70. USA 2005 (2011 Version). Art 690.

-
- [186] Electric Power grid in the Asia Pacific Region. Asia Pacific Research Centre.2004
- [187] Procedimientos de Operación REE. P.O.11.1 “Criterios generales de protección”. Red Eléctrica de España.