



UNIVERSIDAD DE JAÉN

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

TESIS DOCTORAL

**CALIDAD DE POTENCIA EN LA
INTERCONEXIÓN DE PLANTAS FV EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN**

**PRESENTADA POR:
MARÍA JESÚS ORTEGA JÓDAR**

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

JAÉN, 10 DE MAYO DE 2013

ISBN 978-84-8439-792-2

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Calidad de potencia en la interconexión de
plantas FV en redes de distribución**

M^a Jesús Ortega Jódar

Los Directores de la Tesis

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

Fdo. Dr. Pedro Gómez Vidal
Profesor Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Calidad de potencia en la interconexión de
plantas FV en redes de distribución**

M^a Jesús Ortega Jódar

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día 10 de mayo de 2013 en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

.....

El Presidente

Dr. José Manuel Arroyo Sánchez

Catedrático de Universidad

El Secretario

Dr. Francisco Jurado Melguizo

Catedrático de Universidad

El vocal suplente

Dr. Carlos A. García Vázquez

Profesor Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Calidad de potencia en la interconexión de
plantas FV en redes de distribución**

M^a Jesús Ortega Jódar

Directores de Tesis:

Jesús de la Casa Hernández

Profesor Contratado Doctor (Universidad de Jaén)

Pedro Gómez Vidal

Profesor Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr. José Manuel Arroyo Sánchez. Catedrático de Universidad (Universidad de Castilla la Mancha)

Secretario: Dr. Francisco Jurado Melguizo. Catedrático de Universidad (Universidad de Jaén)

Vocal 1º: Dr. José María Maza Ortega. Profesor Titular de Universidad (Universidad de Sevilla)

Suplente: Dr. Carlos A. García Vázquez. Profesor Titular de Universidad (Universidad de Cádiz)

Suplente: Dra. Ángela Medina Quesada. Profesora Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

Jaén, 2013

A María, David y Alejandro

Agradecimientos

En primer lugar quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis directores de Tesis, Jesús de la Casa Hernández y Pedro Gómez Vidal, por hacerme partícipe de su saber en el campo de la Ingeniería Eléctrica, por sus sabios consejos y continuo apoyo y, en particular, al profesor de la Casa, por toda su dedicación, trabajo, esfuerzo y ayuda depositada en esta Tesis. A él solo puedo mostrarle mi gratitud por todo lo que me ha enseñado.

Un expreso reconocimiento al personal del Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC), especialmente a Daniel Sánchez González y María Martínez Montes, por su disponibilidad de tiempo incondicional y por permitirme haber hecho las medidas en sus instalaciones.

A todos los que forman el departamento de Electrónica (especialmente al grupo de investigación IDEA) al que siempre de alguna manera he estado vinculada, primero como alumna y luego como compañera. Gracias por todo lo que me habéis transmitido y enseñado lo largo de estos años tanto en aspectos relacionados con los sistemas fotovoltaicos como en otros ya no tan técnicos.

A Emilio Muñoz Cerón por su apoyo incondicional y por el ánimo que siempre me ha transmitido, tanto en lo profesional como en lo personal.

Y por último, aunque no por ello menos importante, a toda mi familia y amigos, especialmente a mis padres, hermanas y sobrinos a los que la elaboración de esta Tesis ha quitado tanto tiempo de convivencia con ellos, sobretodo en momentos difíciles. A todos ellos, a quienes tanto les debo, inculcándome el concepto de esfuerzo y superación en la vida.

... Gracias por vuestra confianza y cariño

RESUMEN

La tecnología fotovoltaica es una de las fuentes de generación distribuida que ha tenido un gran desarrollo en los últimos años, estando la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Este creciente aumento de sistemas de generación distribuida fotovoltaica incluidos en las redes de distribución está originando mayores problemas de calidad de potencia. Por tanto, el operador de la red de distribución necesita garantizar la calidad de potencia en sus redes basándose en nuevos requerimientos técnicos que abarquen tanto especificaciones normativas del equipamiento fotovoltaico como nuevos requerimientos de gestión de compatibilidad electromagnética del sistema.

Esta Tesis presenta una revisión extensa del estado del arte en relación con la gestión de emisiones perturbadoras desde los sistemas fotovoltaicos bajo la perspectiva de normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, centrándose en armónicos, flicker y desequilibrios de tensión. Fruto de esta revisión, se presenta la metodología para valorar los niveles de emisión perturbadora (objetivos) de sistemas fotovoltaicos conectados a un punto específico de redes de baja y media tensión.

Asimismo, esta Tesis proporciona la metodología para la medida y valoración de las características de calidad de potencia de sistemas fotovoltaicos (FVs), particularmente para las perturbaciones anteriormente mencionadas. Se presenta en detalle el conjunto completo de índices de calidad de potencia que deben usarse.

La doble metodología propuesta se pone en práctica con medidas de campo realizadas en un sistema fotovoltaico (FV) de media tensión. Así, los índices de calidad de potencia evaluados se comparan con los objetivos en este sistema FV.

Por último, esta Tesis muestra una especial atención a la emisión de corriente armónica de los sistemas FVs. Así, se caracteriza esta emisión desde un punto de vista estadístico multifaceta en un sistema FV grande. Los aspectos específicos que se tratan son el impacto sobre la magnitud de corriente armónica del nivel de salida de potencia FV y las tensiones armónicas de fondo.

También se presenta un método de medida, no costoso pero efectivo, para la corriente armónica basado en el principal parámetro que afecta a esta emisión, es decir, el nivel de potencia de salida FV. El método de valoración propuesto también requiere la definición del modelo de dependencia para la salida de potencia FV de la emisión de corriente armónica FV, modelo que se obtiene a partir de resultados tratados estadísticamente.

ABSTRACT

The photovoltaic technology is one of the distributed generation energy sources that has experienced a great development in the last years, where most part of these installations are connected to the network. This growing increase of photovoltaic-distributed generation systems embedded in the distribution networks is causing power quality issues. Consequently, the distribution network operator needs to guarantee the power quality of its networks based on new technical requirements that cover both regulatory specifications of the photovoltaic equipment and new electromagnetic compatibility requirements of the system.

This Thesis gives an extensive review of the present state of the art regarding the management of the disturbing emissions from the photovoltaic systems, from the perspective of the regulatory framework of the International Electrotechnical Commission, focused on harmonics, flicker, and voltage unbalance. As a consequence of this review, it is proposed a methodology to assess the disturbing emission levels (objectives) for photovoltaic systems connected into a certain point of low and medium voltage networks.

Additionally, this Thesis provides the methodology for the measurement and assessment of the power quality of PV systems, specifically for the disturbances previously mentioned. The complete set of power quality indices that should be used is detailed described.

The double methodology proposed has been implemented with field measurements taken in a medium voltage photovoltaic power plant, thus the power quality indices are compared to the objectives in this PV system.

Finally, this Thesis pays a special attention to the harmonic current emission of PV systems, thus, this emission is characterized from a multifaceted statistical point of view in a large PV system. The specific aspects included are the impact on the harmonic current magnitude in relation to the PV power output level and the background harmonic voltages.

It is also presented a measurement method for the harmonic current, costless but effective, based on the main parameter which impacts on the emission, that is, the PV power output level. The assessment method proposed also requires the definition of the dependence model for the PV power output of the photovoltaic harmonic current emission, whose model is obtained from statistically processed results.

ÍNDICE:

Lista de símbolos	xvii
Lista de subíndices y superíndices.....	xxv
Lista de figuras	xxvii
Lista de tablas	xxxi
Lista de abreviaturas	xxxv
1. OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LA TESIS DOCTORAL	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos y planteamiento de la Tesis.....	9
1.3 Estructura de la Tesis	9
2 PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN IEC PARA LA EMISIÓN DE PERTURBACIONES DE CALIDAD DE POTENCIA	13
2.1 Calidad de potencia.....	13
2.2 Planteamiento de coordinación de emisión de perturbaciones de calidad de potencia.....	15
2.2.1 <i>Suma de numerosas fuentes de perturbación.....</i>	<i>17</i>
2.2.2 <i>Compartición de las contribuciones globales de perturbación entre niveles de tensión</i>	<i>18</i>
2.2.3 <i>Límite de emisión para una instalación individual.....</i>	<i>20</i>
2.2.4 <i>Índices de caracterización de calidad de potencia.....</i>	<i>21</i>
3 OBJETIVOS DE EMISIÓN ARMÓNICA, FLICKER Y DESEQUILIBRIO EN SISTEMAS FVs.....	23
3.1 Introducción	23
3.2 Armónicos	23
3.2.1 <i>Sistemas de MT.....</i>	<i>25</i>
3.2.1.1 Gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema	25
3.2.2 <i>Sistemas de BT.....</i>	<i>30</i>

3.2.2.1	Gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema.....	30
3.2.2.2	Normas de equipos conectados en BT.....	31
3.3	Cambios rápidos de tensión y flicker	33
3.3.1	<i>Sistemas de MT</i>	34
3.3.1.1	Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema.....	34
3.3.2	<i>Sistemas de BT</i>	36
3.3.2.1	Gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema.....	36
3.3.2.2	Normas de equipos conectados en BT.....	36
3.4	Desequilibrio de tensión	37
3.4.1	<i>Sistemas de MT</i>	39
3.4.1.1	Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema.....	39
3.4.2	<i>Sistemas de BT</i>	40
3.4.2.1	Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema.....	40
3.4.2.2	Normas de equipos conectados en BT.....	41
3.5	Objetivos de emisión basados en normativa no IEC	41
4	ÍNDICES Y OBJETIVOS DE CALIDAD DE POTENCIA EN INSTALACIONES PERTURBADORAS, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SISTEMAS FVs.....	43
4.1	Introducción	43
4.2	Armónicos.....	45
4.2.1	<i>Índices</i>	46
4.2.2	<i>Objetivos</i>	49
4.3	Flicker	51
4.3.1	<i>Índices</i>	51
4.3.2	<i>Objetivos</i>	53
4.4	Desequilibrio.....	55
4.4.1	<i>Índices</i>	56
4.4.2	<i>Objetivos</i>	56
4.5	Variación lenta de tensión.....	57
5	PROCEDIMIENTO DE MEDIDA Y VALORACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS	

FVs	59
5.1 Introducción	59
5.2 Parámetros característicos de calidad de potencia en sistemas FVs.....	60
5.3 Procedimiento de medida de calidad de potencia en sistemas FVs.....	60
5.4 Valoración de las medidas de calidad de potencia en sistemas FVs.....	62
6 PREMISAS TEÓRICAS.....	65
6.1 Fundamentos sobre formas de onda armónica	65
6.1.1 <i>Concepto de potencia armónica.....</i>	65
6.1.2 <i>Amplificación o atenuación de la tensión armónica de fondo presente en la red</i>	69
6.2 Modelo de regresión lineal múltiple para un conjunto de datos	70
6.2.1 <i>Supuestos para un modelo de regresión lineal</i>	70
6.2.2 <i>Contraste de hipótesis y parámetros de significación</i>	71
7 CARACTERIZACIÓN DE LA CORRIENTE ARMÓNICA EN PLANTAS FVs	75
7.1 Introducción	75
7.2 Características de la planta FV monitorizada e instrumentación de medida	75
7.3 Nivel de potencia de salida FV y emisión de corriente armónica....	76
7.3.1 <i>Amplitud de corriente armónica frente al nivel de potencia de salida</i>	76
7.3.2 <i>Impacto del control de potencia activa/reactiva armónica sobre la amplitud de corriente armónica.....</i>	78
7.3.3 <i>Amplificación o atenuación de la tensión armónica de fondo presente en la red</i>	80
7.4 Impacto de las tensiones armónicas sobre la emisión de corriente armónica.....	82
8 MEDIDA Y VALORACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA EN UNA PLANTAS FV DE 800 kWp.....	89

8.1	Introducción	89
8.2	Caso de estudio.....	89
8.2.1	<i>Características de la planta FV monitorizada y campaña de medida seleccionada</i>	<i>89</i>
8.2.2	<i>Resultados de medidas de armónicos</i>	<i>91</i>
8.2.2.1	Comparación de índices de armónicos evaluados según distintas normas	100
8.2.3	<i>Resultados de medidas de flicker</i>	<i>103</i>
8.2.4	<i>Resultados de medidas de desequilibrio</i>	<i>103</i>
8.2.5	<i>Resultados de medidas de variación lenta de tensión</i>	<i>105</i>
9	MÉTODO DE VALORACIÓN DE EMISIÓN DE CORRIENTE ARMÓNICA EN UNA PLANTA FV PARA UN PERIODO DE TIEMPO DADO	107
9.1	Introducción	107
9.1.1	<i>Modelo de dependencia para la potencia de salida FV de la emisión de corriente armónica FV.....</i>	<i>108</i>
9.1.2	<i>Emisión de corriente armónica teórica y real para un periodo de tiempo dado</i>	<i>112</i>
10	CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	117
10.1	Conclusiones y aportaciones de la Tesis	117
10.2	Futuras líneas de investigación.....	120
ANEXOS		124
A1.	Caracterización general del fenómeno de calidad de potencia	125
A1.1.	<i>Definición del término perturbación</i>	<i>125</i>
A1.2.	<i>Normativa relacionada.....</i>	<i>125</i>
A1.3.	<i>Tipo de perturbaciones y su clasificación</i>	<i>126</i>
A2.	Compatibilidad electromagnética	133
A2.1.	<i>Definición y niveles de compatibilidad electromagnética.....</i>	<i>133</i>
A3.	Caracterización de una perturbación	137
A3.1.	<i>Armónicos</i>	<i>137</i>
A3.1.1	Variables para la caracterización de armónicos	138

<i>A3.2. Flicker</i>	141
A3.2.1 Variables para la caracterización del flicker	141
<i>A3.3. Desequilibrio</i>	142
A3.3.1 Variables para la caracterización del desequilibrio	144
A4. Objetivos detallados de corriente armónica en normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.	147
A5. Procedimiento de medida de la calidad de potencia en sistemas FVs	149
<i>A5.1. Introducción</i>	149
<i>A5.2. Normativas IEEE e IEC</i>	149
<i>A5.3. Características técnicas del equipamiento de medida</i>	150
CURRÍCULUM VITAE	155

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
$3m-1$	Armónicos de secuencia fundamentalmente negativa	
$3m-2$	Armónicos de secuencia fundamentalmente positiva	
$3m-3$	Armónicos de secuencia fundamentalmente cero o triples	
α	Exponente de la ley de suma	pu
α_h	Ángulo de fase del armónico de orden h -ésimo en tensión	°
δ	Nivel de significación	pu, %
$\beta_{i,j} (B_{i,j})$	Coefficiente estandarizado (no estandarizado) que indica el cambio medio correspondiente de la variable exploratoria j -ésima x_j en relación a la variable de interés i -ésima y_i	
β_h	Ángulo de fase del armónico de orden h -ésimo en corriente	°
σ_{x_j}	Desviación estándar de la variable x_j	
θ_h	Ángulo de fase entre el fasor de tensión armónica $\vec{U}_h$ y el fasor de corriente armónica $\vec{I}_h$	°
$\hat{\theta}_h \{ = \theta_h \}$	Ángulo de fase entre el fasor suma de potencia activa y reactiva $\vec{P}_h + \vec{Q}_h$ y el fasor de potencia activa armónica	°

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.

	$\vec{P}_h$	
ϕ_h^p	Ángulo de fase inicial de la corriente/tensión para el armónico h -ésimo	°
$\Psi_{poc,h}$	Ángulo de la impedancia armónica h -ésima de red en el POC	°
$\xi_h^{X(0)}$	Índice de desequilibrio de secuencia negativa (cero) de X para el armónico h -ésimo	%
ξ_h^{Xf}	Índice de desequilibrio de secuencia negativa para tensiones de línea para el armónico h -ésimo	%
$\xi_{h,95,con FV(sin FV)}^{U_j}$	Percentil 95 del desequilibrio de secuencia negativa para el armónico h -ésimo en el nudo j con un nuevo sistema FV(sin un nuevo sistema FV)	%
$\mu (\sigma)$	Media (desviación estándar)	
ε	Cambio de la tensión resultante de la conexión/desconexión de un sistema FV	%
A	Constante de localización	pu
c_i	Factor típico de desequilibrio de corriente de la instalación i	pu
C	Nivel de compatibilidad	pu
d	Magnitud de cambio rápido de tensión	pu
df	Grado de libertad	
$Di (D)$	Magnitud del nivel de perturbación resultante después de la agregación de una (varias) instalación(es) perturbadora(s)	pu
DW	Durbin-Watson	
E	Nivel de emisión	pu
e_i	Diferencia entre el valor observado (y_i) y el valor	

	modelado asociado ($\hat{y}_i$)	
$E_{I_h i}$	Objetivo de emisión de armónico en corriente (orden h -ésimo) de la instalación FV i en el POC	%
$E_{P_{st} i}$ ($E_{P_{lt} i}$)	Objetivo de emisión de flicker de tiempo corto (tiempo largo) de la instalación FV i en el POC	pu
$E_{THD_I i}$	Objetivo de emisión de corriente armónica (THD_I) para la instalación FV i en el POC	%
$E_{\varepsilon i}$	Objetivo de emisión cambio de tensión resultante de la conexión/desconexión de la unidad FV i en el POC	%
$E_{\xi_h^I i}$ ($E_{\xi_h^U i}$)	Objetivo de emisión de desequilibrio en corriente (tensión) para el armónico de orden h -ésimo para la unidad FV i en el POC	%
E_{ui}	Límite de emisión de desequilibrio en tensión de la instalación i	pu
$f_X(X)$	Función de densidad de probabilidad de la variable X	pu
F_{sc}	Relación de potencia de cortocircuito en una línea de MT entre su origen y final	pu
F	Estadístico de ajuste	
$F_X(X)$	Función de densidad de probabilidad de la variable X	pu
G	Contribución global de emisión en una parte específica del sistema eléctrico	pu
h	Orden del armónico h -ésimo	
H_0	Hipótesis nula	
H_1	Hipótesis alternativa	
$I(i)$	Corriente (por unidad)	A, % (pu)
I_L	Demanda máxima de carga/generación actual (componente de frecuencia fundamental) en el POC	A

K_{hB_rB}	Fracción entre las contribuciones globales de las instalaciones de BT en la barra de alimentación de BT y las contribuciones al final de las líneas de BT	pu
k_r	Factor de amplificación de resonancia	pu
k_{uE}	Fracción de la contribución global de desequilibrio en tensión que puede ser asignada a las emisiones de instalaciones desequilibradas en el sistema considerado	pu
k_{uE}	Fracción de la contribución global de desequilibrio en tensión que puede ser asignada a las emisiones de instalaciones desequilibradas por asimetría inherente en el sistema considerado	pu
$K_{h,vs}$	Relación entre los índices de tiempo corto y muy corto para el armónico h -ésimo	
k_{st}	Relación entre los índices de flicker de corta duración y larga duración	
$K_{u,vs}$	Relación entre los índices de desequilibrio de tiempo corto y muy corto	
L	Nivel de planificación	pu
n	Número de individuos de la muestra	
n_f	Frecuencia de operaciones de conexión	h^{-1}, d^{-1}
n_I	Número de inversores FVs	
n_T	Número de transformadores de MT/BT	
P_I	Potencia activa fundamental	W
$p_1 \{=P_I/P_n\}$	Ratio de la potencia activa fundamental a la potencia activa asignada del sistema FV	%
$P_h = U_h I_h \cos \theta_h$	Potencia activa armónica del sistema FV para el armónico h -ésimo [157].	W
P_{lt}	Flicker de larga duración (2 h)	pu

P_n	Potencia activa asignada del sistema FV	W, MW
P_{st}	Flicker de corta duración (10 min)	pu
Q_l	Potencia reactiva fundamental	VAr
$Q_h = U_h I_h \text{ sen } \theta_h$	Potencia reactiva armónica del sistema FV para el armónico de orden h -ésimo [157]	VAr
Q_n	Potencia reactiva nominal del sistema FV	VAr
R^2	Coefficiente de determinación	pu
$R_{sc,i}$	Resistencia de cortocircuito en el POC del sistema FV i	Ω
$S(s)$	Potencia aparente (por unidad)	MVA (pu)
S_e	Error típico de la estimación	pu
$S_i(s_i)$	Potencia agregada (por unidad) de la instalación i	MVA (pu)
$S_{BT}(s_{BT})$	Potencia total de las instalaciones (por unidad) alimentadas directamente en BT a través del(los) transformador(es) de MT/BT	MVA (pu)
$S_{MT}(s_{MT})$	Potencia total de instalaciones (por unidad) alimentadas directamente en MT a través del transformador de AT a MT	MVA (pu)
S_N	Potencia aparente no fundamental	MVA
S_{sc}	Potencia de cortocircuito en el punto de conexión del sistema FV	MVA
$SS_{Y_{reg}}$	Variabilidad explicada por la recta de regresión	
$SS_{Y_{tot}}$	Variabilidad de la variable respuesta	
$S_{sc,M} (S_{sc,i})$	Potencia de cortocircuito en la barra de MT (en el POC del sistema FV i)	MVA (pu)
$S_t(s_t)$	Capacidad total de alimentación del sistema	

	considerado (por unidad) incluyendo la previsión de futuro de crecimiento de carga y la dispersión de generación	MVA (pu)
$STHD_{U_j,95}$	Variación del percentil 95 de la distorsión armónica total de tensión en el nudo j debida a un nuevo sistema FV	%
$StB (StM)$	Capacidad total de alimentación de un sistema considerado BT (MT)	MVA
$S\xi_{h,95}^{U_j}$	Variación del percentil 95 del desequilibrio de secuencia negativa para el armónico h -ésimo en el nudo j debida a un nuevo sistema FV	%
T	Coeficiente de transferencia	pu
T_p	Periodo de la señal periódica	s
t_0	Intervalo de tiempo inicial	s
TDC	Residuo de distorsión total	
TDD_X	Distorsión de demanda total de X	%
TDR	Relación de distorsión total	
THD_X	Distorsión armónica total de X	%
THD_S	Tasa de distorsión total de un subgrupo armónico	
$THD_{U_j,95,con FV (sin FV)}$	Percentil 95 de la distorsión armónica total de tensión en el nudo j con (sin) un nuevo sistema FV	%
TPD_I	Distorsión de fase de corriente total	%
TPU_X	Desequilibrio de fase total de X	%
$U (u)$	Tensión (por unidad)	V (pu)
U_n	Tensión nominal del sistema	V
w_1	Frecuencia fundamental de la red	Hz

$x_{hM} (z_{hM})$	Reactancia (impedancia) armónica de alimentación por unidad en la barra de alimentación de MT	pu
$X_{hM} (Z_{hM})$	Reactancia (impedancia) armónica de alimentación en la barra de alimentación de MT	Ω
$x_{hMi} (z_{hMi})$	Reactancia (impedancia) armónica de alimentación por unidad en el POC de la instalación i de MT	pu
$X_{hMi} (Z_{hMi})$	Reactancia (impedancia) armónica de alimentación en el POC de la instalación i de MT	Ω
$\bar{X}_h^0 (\bar{X}_h^2)$	Componente de secuencia cero (negativa) de X para el armónico de orden h -ésimo	V, A
$X_h (x_h)$	Valor eficaz de tensión/corriente para el armónico h -ésimo (por unidad)	%, A o V (pu)
x_p	Variable dependiente x_p	
$X_{sc,i}$	Reactancia de cortocircuito en el POC de un sistema FV i	Ω
$\bar{y}$	Media de datos observados y_i	
y_i	Variable independiente y_i	
$\hat{y}_i$	Valor modelado asociado a un valor observado y_i en un modelo de regresión lineal	
Z_1	Módulo de la impedancia de alimentación de secuencia positiva	Ω
$Z_{2,i}$	Módulo de la impedancia de alimentación de secuencia negativa en el POC de la instalación i de MT	Ω
Z_h^1	Módulo de la impedancia alimentación de secuencia positiva para el armónico de orden h -ésimo	Ω
Z_h^2	Módulo de la impedancia de alimentación de secuencia negativa para el armónico de orden h -ésimo	Ω
$Z_{21,i}$	Módulo de la impedancia de acoplamiento entre los	Ω

	sistemas de secuencia negativa y positiva en el POC de una instalación de MT i
$\bar{Z}_{s,h}$ ($\bar{z}_{s,h}$)	Impedancia de alimentación (por unidad) para el armónico h -ésimo en el punto de conexión del sistema Ω (pu) FV

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

Lista de subíndices y superíndices

1 (2) (0)	Secuencia positiva (negativa) (cero)
0,2 (1,5) (10)-s	Periodo de 0,2 (1,5) (10) s
2h	Intervalo largo (periodo de 2 h)
99d	Percentil diario 99
10op (100op)	Percentil de un periodo de observación 10 (100)
01-Nw (99-Nw)	Percentil 1 (99) para medidas de N semanas
05w	Percentil semanal 5
60 (1) min	Periodo de 60 min (1 min)
95w (99w)	Percentil semanal 95 (99)
99wd	Percentil del peor día de la semana 99
al	Valor alisado de las medidas
av	Valor medio
GD	Generación distribuida
h	Orden de armónico
AM	Entre sistemas de AT y MT
i	Única instalación (unidad fotovoltaica) <i>i</i>
i,línea	En relación con la impedancia desequilibrada de líneas para la instalación <i>i</i>
i,carga	En relación con la corriente desequilibrada de la instalación <i>i</i>
l	Periodo largo de tiempo: periodo de 2 h
B _r A	Barra de alimentación en AT
B _r B	Barra de alimentación en BT

B_rM	Barra de alimentación en MT
B (M)	BT (MT)
BM	Entre sistemas de BT y MT
M	MT
MB	Entre sistemas de MT y BT
n	Número de estaciones, barras o alimentadores en el sistema
op	Observación periódica
$p_{1,vs}$	En el intervalo $p_{1,vs}$ (longitud del intervalo del 1%)
$p_{1,vs}^*$	En el intervalo $p_{1,vs}^*$ (longitud del intervalo >1%)
P_{lt}	Flicker de larga duración
POC	Point of Connection, Punto de conexión
P_{st}	Flicker de corta duración
sh	Intervalo corto (periodo de 10 min)
RMS	Valor eficaz
(vs) sh	Intervalo de tiempo (muy) corto - (periodo de 3 s) periodo de 10 min -
wf	Alimentación más débil
WDS	Ajuste de datos a partir del conjunto completo de datos semanales
u	Desequilibrio de tensión
$U(I)_h$	Tensión (corriente) - orden h -

Lista de figuras

Figura 2.1. Ejemplo de un sistema para la compartición de las contribuciones globales en los niveles de MT y BT.	19
Figura 3.2. Representación simplificada para considerar la resonancia de primer orden en el POC de un sistema FV [15].....	29
Figura 3.3. Sistema de BT típico considerado.....	30
Figura 3.4. Nivel de emisión de desequilibrio	37
Figura 4.1. Ejemplo de PDF y CDF para medidas de $THDi_{vs}$ en una semana.....	45
Figura 6.1. Descomposición de la potencia aparente en diferentes términos según la norma IEEE 1459-2010 [152].....	69
Figura 6.2. Equivalente de red para el análisis de armónicos simplificado.....	69
Figura 7.1. Percentiles 1 y 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidos a los diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.....	77
Figura 7.2. Potencia activa armónica asociada al percentil 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidas a diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.....	78
Figura 7.3. Potencia reactiva armónica asociada al percentil 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidas a diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.....	79
Figura 7.4. Ángulo $\hat{\theta}_{h,vs,99-2w}$ entre el fasor suma de potencias activa y reactiva armónicas $\vec{P}_{h,vs,99-2w} + \vec{Q}_{h,vs,99-2w}$ y el fasor potencia activa armónica $\vec{P}_{h,vs,99-2w}$	80
Figura 7.5. Diagrama vectorial de tensión y corriente armónica por unidad en el POC para el armónico de orden 5º, en salidas de potencia del 5–10% y 80–100%, de la planta FV de 800 kWp.....	82

Figura 7.6. (a) Valores predichos frente a los residuos; (b) gráfico cuartil-cuartil.....	85
Figura 7.7. Impacto del conjunto de tensiones armónicas en el POC sobre las corrientes armónicas de la planta FV de 800 kWp, es decir, coeficientes estandarizados $\beta_{i,j,vs}$ (hasta el armónico de orden 19°; salidas de potencia del 8–10%).....	87
Figura 8.1. CDF y PDF de $THDIsh_{,95w}$ medido para 95 semanas de medida.....	91
Figura 8.2. Resultado de medidas armónicas para índices de tiempo corto ($Ih_{,sh,95w}$, $THDIsh_{,95w}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp en el intervalo de potencia activa de 0–10%.....	93
Figura 8.3. Resultado de medidas armónicas para índices de tiempo corto ($Ih_{,sh,95w}$, $THDIsh_{,95w}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp en el intervalo de potencia activa de 90–100%.....	94
Figura 8.4. Ratio entre la relación de índices de armónico $Ih_{,vs,99w} / Ih_{,sh,95w}$ ($Ih_{,vs,99wd} / Ih_{,sh,95w}$) y el factor $kh_{,vs}$ en la planta FV de 800 kWp en dos intervalos de potencia activa.....	96
Figura 8.5. Resultado de medidas armónicas para los índices $THDIsh_{,95w}$, $THDIvs_{,99w}$, $THDIvs_{,99wd}$, $I5,sh,95w$, $I5,vs,99w$, e $I5,sh,99wd$ frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para los 10 intervalos de potencia activa.....	99
Figura 8.6. Resultado de medidas armónicas para los índices ($Ih_{,sh,99d}$, $TDDIsh_{,99d}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para el intervalo de potencia activa de 0–10%. Índices y objetivos mostrados están de acuerdo con la norma IEEE P519.1/D9a [19].....	101

Figura 8.7. Resultado de medidas armónicas para los índices ($I_{h,sh,99d}$, $TDDI_{sh,99d}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para el intervalo de potencia activa de 90–100%. Índices y objetivos mostrados están de acuerdo con la norma IEEE P519.1/D9a [19].....	102
Figura 8.8. Resultados de medidas de desequilibrio de corriente para índices de tiempo corto ($\xi_{1,sh,95w}^I, \xi_{3,sh,95w}^I, \xi_{5,sh,95w}^I, \xi_{7,sh,95w}^I, \xi_{9,sh,95w}^I$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de desequilibrio de corriente en la planta FV de 800 kWp para los 10 intervalos de potencia activa.....	104
Figura 9.1. Resultados de medidas para los valores de $THD_{I_{vs}}$ e índices $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$ y $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a la potencia de salida FV normalizada en la planta FV de 800 kWp.....	111
Figura 9.2. Distribución de potencia de salida FV normalizada –PDF ($f_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$) y CDF ($F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$)– en la planta FV de 800 kWp para una semana de otoño.....	112
Figura 9.3. Índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a la CDF de la potencia de salida FV normalizada ($F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$) para la planta FV de 800 kWp en la semana de otoño analizada. (a) Valores teóricos; (b) Valores reales.....	113
Figura A2.1. Niveles, límites y márgenes usados en las normas de compatibilidad electromagnética [79].....	134
Figura A2.2. Relación entre los niveles de compatibilidad, planificación e inmunidad [172].....	135
Figura A3.1. Descomposición en componentes simétricas.....	143

Lista de tablas

Tabla 2.1. Valores indicativos para el exponente α dependiendo de las perturbaciones.....	18
Tabla 2.2. Coeficientes de transferencia para armónicos, flicker y desequilibrio de tensión.....	20
Tabla 3.1. Niveles de planificación (LU_h) y compatibilidad (CU_h) de armónicos para redes de BT, MT y AT.....	27
Tabla 3.2. Factor de amplificación de resonancia kr de acuerdo a la norma IEC 61000-3-6 [15]	29
Tabla 3.3. Niveles de planificación y compatibilidad de flicker para redes de BT, MT y AT.	35
Tabla 3.4 Magnitud de límites para cambios rápidos de tensión de acuerdo con la norma IEC/TR 61000-3-7 [16].....	35
Tabla 3.5. Valores típicos para kuE	40
Tabla 3.6. Niveles de planificación y compatibilidad de desequilibrio de tensión para redes de BT, MT y AT.....	40
Tabla 4.1. Comparación de índices de corriente armónica en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.....	48
Tabla 4.2. Comparación de objetivos de corriente armónica (I_h , $THDI$ o $TDDI$) en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.....	50
Tabla 4.3. Comparación de índices de flicker en las normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.	52

Tabla 4.4. Comparación de objetivos de flicker Pst y Plt en las normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.....	54
Tabla 4.5. Comparación de índices de desequilibrios de tensión/corriente en la normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT.....	56
Tabla 4.6. Comparación de objetivos de desequilibrios de tensión ($\xi_{1,sh}^U$ y $\xi_{1,vs}^U$) en las normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT.....	57
Tabla 7.1. Impedancia armónica de alimentación por unidad en el POC y sus ángulos para diferentes órdenes de armónicos.....	81
Tabla 7.2. Resumen de modelos de regresión lineal múltiple para valorar el impacto del conjunto de tensiones armónicas en el POC sobre la corriente armónica de orden 13º de la planta FV de 800 kWp (salidas de potencia del 8–10%).....	84
Tabla 8.1. Principales características de la planta FV de MT.	90
Tabla 9.1. Distribución teórica del índices $THD_{I_{vs,99},PI_{1,vs}^*}$ e índice $THD_{I_{vs,99-1w}}$ y el error de estimación para intervalos más amplios de potencia de salida (>1%) en la planta FV de 800 kWp en la semana de otoño.....	115
Tabla A1.1. Normas IEEE relevantes para calidad de potencia.....	126
Tabla A1.2. Normas IEC relevantes para calidad de potencia.....	126
Tabla A1.3. Fenómenos principales que originan perturbaciones electromagnéticas. Clasificación según normas IEC [80].....	127
Tabla A1.4. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia (Norma IEEE 1159 - 1995).	128

Tabla A1.5. Tipos de perturbaciones.....	130
Tabla A4.1. Comparación de objetivos detallados de corriente armónica (I _h , THDI o TDDI) en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.....	148
Tabla A5.1. Estudio de normas internaciones relacionadas con la medida de la calidad de potencia.....	150
Tabla A5.2. Resumen de los requisitos para el equipamiento de medida.....	151
Tabla A5.3. Incertidumbre de la Clase I referente a la norma IEC 61000-4-7 [136].....	151
Tabla A5.4. Características técnicas del analizador de calidad de potencia usado en esta Tesis (Fluke TM 1760).....	153

Lista de abreviaturas

ANOVA	Analysis of Variance, Análisis de varianza
ANSI	American National Standards Institute, Instituto Nacional Americano de Normas
AT	Alta tensión
BrA	Barra de alimentación en AT
BrB	Barra de alimentación en BT
BrM	Barra de alimentación en MT
BT	Baja tensión
CDF	Cumulative Distribution Function, Función de distribución acumulada
DG	Distributed Generación, Generación distribuida
DNO	Distribution Network Operator, Operador de la red de distribución
DOE	Department of Energy, Departamento de energía
DW	Durbin-Watson
CEM	Compatibilidad electromagnética
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization, Comité Europeo de Normalización Electrotécnica
EPIA	European Photovoltaic Industry Association, Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica
FFT	Fast Fourier Transform, Transformada rápida de Fourier
IEA	International Energy Agency, Agencia Internacional de la Energía
IEC	International Electrotechnical Commission, Comisión

	Electrotécnica Internacional
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor, Transistor bipolar de puerta aislada
JCR	Journal Citation Reports, Informe de citación de revistas
MAT	Muy alta tensión
MPP	Maximun Power Point, Punto de máxima potencia
MT	Media tensión
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PDF	Probability Density Function, Función de densidad de probabilidad
POC	Point of Connection, Punto de conexión
PQ	Power Quality, Calidad de potencia
PO	Procedimiento de operaciones
FV (FVs)	Fotovoltaico/a (fotovoltaicos/as)
RD	Real decreto
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado a la red

CAPÍTULO 1:

Objetivos y planteamiento de la Tesis Doctoral

1.1 Introducción

La energía eléctrica es base esencial de la vida, siendo una clave del desarrollo económico y social de un país. Existe una relación proporcional directa entre el nivel de consumo energético de una sociedad y su nivel de confort y prosperidad.

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.

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 [1]. Estos recursos representan según el último informe mensual presentado por la Organización

para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)² [2] un 63% del total.

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) [3] no se espera que el agotamiento de los combustibles fósiles empiece hasta de aquí a unas décadas y además, se prevé que el consumo global de energía primaria aumente hasta ese periodo un porcentaje en torno al 1,6% medio anual. El Departamento de la Energía de EE.UU. (DOE, Department of Energy) [4] analiza en su último informe realizado en 2011, diferentes escenarios de crecimiento de consumo energético con proyección en el periodo hasta 2035. Así, muestra un aumento del consumo energético producido por los países que no están dentro de la OCDE, producido por la previsión de crecimiento económico de dichos países, provocando un aumento del consumo en el periodo 2008-2035 de un 53% del consumo de partida.

Este crecimiento será debido en mayor medida a los países asiáticos, del centro y sur de América y algunos más de África con una previsión del 2,5% de crecimiento anual frente al 0,9% estimado para los países de la OCDE. Sin duda, este crecimiento de consumo debido al rápido crecimiento económico e industrial de algunos países asiáticos (China e India, principalmente) puede incrementar la demanda energética de manera alarmante.

La actual previsión provoca que nos enfrentemos a dos grandes amenazas relacionadas con el abastecimiento energético. Por un lado a la posibilidad de no tener un suministro adecuado y seguro, y por otro lado, al daño medioambiental que este tipo de combustible conlleva.

Es esta la razón por la que, hoy más que nunca, se debe fomentar una política energética basada en la diversificación de recursos energéticos mediante energías renovables (eólica, minihidráulica, biomasa, solar térmica y fotovoltaica (FV)). 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, una de las tecnologías renovables con mayor tasa media anual de crecimiento corresponde a la tecnología solar fotovoltaica y, en concreto, a los sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFRCRs) [5]. En este sentido, según los últimos datos

² Reúne a los 30 países más industrializados de economía mundial.

publicados por la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), la potencia FV mundial acumulada ascendía a 69 GW [6], estando el 97% de esta potencia conectada a red.

Los SFCRs se encuentran integrados en edificios (en tejados, fachadas, otras cubiertas...) o instalados en el suelo (como pequeños sistemas FVs o grandes plantas). Esta segunda opción tuvo, sobretodo en España, su gran auge en 2007 y 2008 por la puesta en marcha de diferentes Reales Decretos [7,8] que favorecían su implantación debido a una interesante política de remuneración.

Posteriormente, la tasa de crecimiento se vio fuertemente mermada, provocando una brusca contracción del mercado, a raíz de la aparición de normativa para controlar el costo económico de este tipo de tecnología (RD 1565/2010 y RD 1003/2010 [9,10]).

No obstante, a pesar de esta recesión, los últimos cambios regulatorios [11] han hecho que los pequeños sistemas FVs vuelvan a tener importancia. En este contexto de fuerte implantación de sistemas FVs en las redes de media tensión (MT) y baja tensión (BT), hay que destacar la importancia que adquiere la posible modificación de la calidad de potencia (PQ, Power Quality) en estas redes debido a la presencia de los sistemas FVs [12]. Así, la instalación creciente de grandes sistemas FVs que inyectan en las redes de media tensión (MT) o la penetración significativa de pequeños sistemas FVs conectados a las redes de baja tensión (BT) pueden originar problemas de calidad de potencia del mismo nivel que el originado por las cargas perturbadoras.

Numerosos proyectos FVs de gran escala están siendo actualmente desarrollados en MT [13], mientras que la penetración FV en BT varía considerablemente dependiendo de los operadores de red de distribución (DNOs, Distribution Network Operator) analizados [14]. Con esta proliferación de sistemas FVs urge la necesidad de requerimientos técnicos, tanto en la fabricación del equipamiento del sistema FV como en la gestión de la compatibilidad electromagnética (CEM) del sistema, que aseguren la calidad de potencia en el sistema eléctrico.

La conexión de grandes sistemas FVs (inversores FVs agrupados a gran escala) o conjuntos de pequeños, pero idénticos, sistemas FVs, tiene que ser aprobada por el DNO cuando surge el caso. Así, es necesario guiar al DNO en su responsabilidad creciente debido a los mayores niveles de penetración FV, apoyándose indudablemente en un conjunto de normas y reglamentos oficiales.

La gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema requiere de normas a

nivel de sistema. Así, las organizaciones Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, International Electrotechnical Commission) publican normas de gestión de compatibilidad electromagnética del sistema (p. ej., las normas IEC/TR 61000-3-6/7/13 [15-17], IEC 77A/638/CD [18], IEEE P519.1/D9a [19], IEEE 1453 [20], IEEE 1547 [21]) que proporcionan prácticas de localización de emisiones desde el punto de vista de la red, con el objetivo de limitar las emisiones a niveles aceptables.

Sin embargo, los sistemas FVs han sido considerados hasta ahora en gran medida como sistemas individuales. Por tanto, las normas de compatibilidad electromagnética existentes para la interconexión de sistemas FVs se basan principalmente en normas de producto que especifican los límites de emisión por normas de equipos. El planteamiento actual conlleva que los inversores FVs individuales solo deben cumplir la serie de normas IEC 61000-3-x [22-25]. Es importante ampliar esta visión y considerar el sistema FV en su conjunto (todos los inversores FVs de un sistema trabajando simultáneamente) en relación con las emisiones perturbadoras.

Diversas publicaciones han abordado la valoración de las perturbaciones de calidad de potencia debido a la generación distribuida o a usuarios perturbadores en el contexto de las normas IEC.

Caamaño-Martin [26] presentó las normas de equipos aplicables a sistemas FVs individuales. Las referencias [27-29] muestran cómo las normas IEC pueden ser aplicadas para encontrar la localización de armónicos de usuarios de MT.

Para el caso de los flicker, la coordinación de emisiones desde múltiples usuarios en redes de MT [28,30] y BT [31] es un aspecto ya analizado. Otras referencias bibliográficas [28,32,33] muestran métodos para valorar los límites de emisión de desequilibrio de tensión para usuarios de MT. Así, Papathanassiou [34] trata la valoración de la perturbación debida a la generación distribuida, en general, centrándose en flicker y armónicos, pero este estudio utiliza las ediciones anteriores de ciertas normas y no presenta la valoración de emisiones en las redes de BT como un "usuario".

Actualmente, los retos de compatibilidad electromagnética para los sistemas FVs conectados a la red de distribución son:

- Limitar las emisiones del sistema FV individual de acuerdo a las normas de equipos con ensayos específicos y bajo condiciones específicas.

- Incorporar la presencia de sistemas FVs como un usuario con emisiones gestionadas de acuerdo a las prácticas de localización existentes.

Puesto que la magnitud de las perturbaciones causadas por los sistemas FVs dependen en gran medida de la potencia de cortocircuito disponible en el punto de conexión (S_{SCi}), y su nivel de potencia (S_i), el enfoque finalmente seleccionado dependerá entre otros aspectos del tamaño del sistema FV, la tensión de interconexión, el grado esperado de penetración, etc. En general, hay que destacar que los sistemas FVs (inversores de potencia estáticos) no cambian perceptiblemente el valor de S_{SCi} [35,36].

Esta Tesis está dirigida a la revisión de forma crítica de los dos retos anteriormente descritos, centrándose en la gestión de los niveles de emisión para armónicos, flicker y desequilibrio de tensión. Así, se dan recomendaciones en relación con las normas de equipamiento existentes con el objetivo de transformarlas en normas de equipos para sistemas FVs. Además, se recopilan las directrices de la gestión de compatibilidad electromagnética para los sistemas FVs conectados a redes de BT y MT.

En este contexto, las directrices definidas a partir de los objetivos de calidad de potencia existentes (las normas IEC/TR 61000-3-6/7/13 [15-17], IEC 77A/638/CD [18]), se basan en premisas simplificadoras que pueden no proporcionar la solución óptima para todas las situaciones, por lo tanto deben ser usadas con flexibilidad y tienen que ser asignadas de forma crítica por el DNO, especialmente en el caso de condiciones no usuales (resonancias de red, gran cantidad de pequeños inversores FVs pero idénticos, etc.).

Esta Tesis también aborda el método de medida de las emisiones perturbadoras y los índices de calidad de potencia existentes para caracterizar las emisiones. Tal y como se ha indicado con anterioridad, puesto que la penetración significativa de sistemas FVs puede originar problemas de calidad de potencia, una metodología adecuada para la medida y valoración de las perturbaciones causadas por esta tecnología se convierte en un punto clave. Esta metodología incluye la definición o especificación de tres puntos clave:

- Las cantidades (índices) que deben determinarse para caracterizar la calidad de potencia en sistemas FVs.
- El procedimiento de medida para cuantificar las características de la calidad de potencia en sistemas FVs.

- El procedimiento para valorar el cumplimiento de los requerimientos de calidad de potencia en sistemas FVs.

Actualmente, no hay una metodología estandarizada para la medida y valoración de las perturbaciones causadas por los sistemas FVs. Sin embargo, sí hay definida una metodología para instalaciones o equipos perturbadores. Por lo tanto, la metodología para sistemas FV de pequeño tamaño [37] se puede definir a partir de la serie IEC 61000-3-x [22-25,38,39]. Para sistemas FV medianos y grandes, la metodología se puede definir a partir de las normas de gestión de compatibilidad electromagnética de instalaciones perturbadoras de gran tamaño (p. ej., las normas IEC/TR 61000-3-14 [18], IEC/TR 61000-3-6/7/13 [15-17], IEEE P519.1/D9a [19], IEEE 1453 [20]), o sistemas de generación distribuida (IEEE 1547 [21], IEC/TR 61000-3-15 [40]). No obstante, hay que destacar que la metodología resultante debe ser convenientemente adaptada a las características particulares de los sistemas FVs, como es su carácter de generación aleatoria.

En este contexto, varias publicaciones han tratado la definición y especificación de índices tradicionales para caracterizar la calidad de potencia en sistemas de potencia con instalaciones perturbadoras [41,42]. Sin embargo, estos índices no han sido aplicados todavía para valorar la calidad de potencia de sistemas FVs. Hasta ahora, la emisión de perturbaciones de sistemas FVs [43-53] se ha presentado a lo largo de algunos días, pero sin evaluar índices de calidad de potencia, puesto que el objetivo principal estaba centrado en destacar el nivel diferente de perturbación causado por el sistema FV y su fuente principal. Sin embargo, este enfoque presenta dificultades puesto que hasta ahora nunca se han usado los índices para compararse con valores de referencia [47- 56].

En el mismo sentido, el desarrollo de un procedimiento estándar para medir las emisiones perturbadoras en sistemas FVs nunca ha sido una prioridad. Sin embargo, las características específicas de las perturbaciones causadas por los sistemas FVs (p. ej., perturbaciones dependientes del nivel de potencia de salida FV sólo en horas de radiación) hace necesario el desarrollo de este procedimiento de medida, el cual conlleva una caracterización estadística específica de índices. Sirva de referencia la existencia de este procedimiento de medida para la generación eólica [57].

La información disponible sobre los procedimientos para la valoración del cumplimiento de los requerimientos de calidad de potencia para sistemas FVs es limitada [58]. Así, no hay experiencia de retorno con medidas experimentales de sistemas FVs en relación con el cumplimiento de requerimientos de calidad de potencia.

Uno de los puntos clave de esta Tesis será analizar si son alcanzables o no los valores de perturbación sugeridos para el estado actual de la tecnología FV.

La Tesis centra otros de sus puntos en la emisión de corriente armónica de sistemas FVs [59]. Este aspecto ha sido analizado en muchas referencias [45,47,49-68], en las cuales ha quedado reflejado que los factores principales que afectan a esta emisión son el nivel de potencia de salida FV [45,47,49,60,62-66] y las tensiones armónicas de fondo [45,60,63,67,68].

En relación con el nivel de potencia de salida FV, muchas referencias muestran su impacto de forma cualitativa [47,60,62,64,65]. Sin embargo, no hay estudios que aporten información acerca de su cuantificación usando tanto una metodología estadística adecuada para la medida de calidad de potencia FV [69], como un promediado de tiempo ajustado a la tecnología FV [70-72]. Así, las referencias existentes han aplicado una metodología estadística básica y un promediado de tiempo no uniforme, por ejemplo, un intervalo de 10 min en [45,63], un intervalo de 1 min en [66], y un intervalo de 0,2 s en [49].

A su vez, el conocimiento individualizado de la emisión de corriente armónica activa o reactiva no ha sido analizado en la bibliografía. El análisis de este factor, podría ayudar a comprender la principal fuente de la emisión de corriente armónica y, por lo tanto su control.

En relación con las tensiones armónicas de fondo, existen numerosas referencias donde se ha investigado su impacto cualitativo en inversores individuales o múltiples [60,67,68]. No obstante, la información en relación con su impacto cuantitativo es limitada [60,63]. Además, solo el impacto individual ha sido investigado. De cualquier forma, los factores antes mencionados pueden estar distorsionados por la presencia de fenómenos de resonancia entre el sistema FV y la red [73-75].

La emisión de corriente armónica FV podría considerarse similar a cualquier generación distribuida que usase inversores. Sin embargo, la dependencia particular de las condiciones FVs de operación sobre variables climáticas (p. ej., la temperatura y la irradiancia) se debe tener en cuenta. Una preocupación importante para la valoración de la emisión de corriente armónica es el promediado de tiempo que recoja las dinámicas FVs. La variación más rápida en las entradas FVs es la irradiancia, ya que puede producirse variaciones de hasta 600 W/m² en 5 s [70-72].

La aplicación de promediados de tiempo crecientes a la emisión de corriente

armónica FV (proceso estadístico), por ejemplo desde 0,2 s, es decir, sin promediado [69], hasta 10 min, no afecta a sus valores medios pero reduce fuertemente la varianza [76]. El empleo del promediado de tiempo de 3 s (intervalo muy corto de tiempo) involucra una reducción adecuada de valores máximos [76], aunque tiene en cuenta la dinámica FV más rápida.

La necesidad creciente para registrar la emisión de corriente armónica en sistemas FVs en cualquier periodo de tiempo dado [69], usando un equipamiento de medida no sofisticado y efectivo desde el punto de vista económico, indica que hay un nicho para desarrollar un método de valoración alternativo a aquel basado en la instalación de un medidor de calidad de potencia caro.

Este método de valoración debe basarse en el parámetro principal que impacta sobre esta emisión, es decir, el nivel de potencia de salida. Actualmente, se monitoriza fácilmente este parámetro casi siempre en los inversores FVs. Obviamente, se requiere el conocimiento del modelo de dependencia para la potencia de salida FV de la emisión de corriente armónica FV. Sin embargo, actualmente, la información proporcionada al respecto por los fabricantes de inversores FVs es escasa. Por lo tanto, hasta que este modelo no se proporcione, se puede obtener a partir de resultados obtenidos estadísticamente provenientes de datos experimentales de campo.

En este contexto, esta Tesis trata la caracterización general de la emisión de corriente armónica de sistemas FVs bajo condiciones de operación reales, más que analizar o comparar inversores FVs específicos. Las nuevas contribuciones con respecto a los análisis disponibles en la literatura de interés particular en este campo son:

- La valoración del impacto de la potencia de salida FV sobre la emisión de corriente armónica, con atención especial a las componentes activa y reactiva.
- La discusión sobre la amplificación o atenuación de las tensiones armónicas de fondo por las corrientes armónicas FVs.
- La valoración del impacto del conjunto de tensiones armónicas, en el punto de conexión (POC, Point of Connection), sobre las corrientes armónicas.
- La propuesta de un método de valoración de la emisión de corriente armónica FV para un periodo de tiempo dado, sin requerir medidas caras de armónicos. Todos estos resultados se tratan resaltando la metodología estadística adecuada para sistemas FVs.

Para finalizar, en esta Tesis Doctoral se presentan, partiendo del procedimiento de medida y valoración de las características de calidad de potencia en sistemas FVs, resultados de armónicos, flicker y desequilibrios en diferentes casos prácticos en sistemas FVs de BT y MT.

1.2 Objetivos y planteamiento de la Tesis

El objetivo de esta Tesis es analizar y caracterizar el impacto de los sistemas FVs en los parámetros de calidad de potencia requeridos en la interconexión eléctrica con las redes de distribución, junto con un procedimiento de medida claro y preciso para la valoración de los umbrales de emisión.

Entre los distintos parámetros de la calidad de potencia, esta Tesis centra su estudio en armónicos, flicker y desequilibrios.

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

- Revisiones del estado del arte de las normas actuales, tanto técnicas como legislativas, en relación con la calidad de potencia y sistemas FVs.
- Determinación de parámetros de calidad requeridos. Establecimiento de umbrales adecuados para que los sistemas FVs no deterioren los niveles de calidad de potencia de la red eléctrica.
- Planteamiento y desarrollo de una metodología de medida para la evaluación del impacto sobre la calidad de potencia.
- Medidas en plantas FVs reales mediante la metodología establecida, implantándola como estándar para la medida de calidad de potencia en plantas FVs.

1.3 Estructura de la Tesis

La Tesis se ha estructurado en 10 capítulos y 5 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, en concreto los sistemas FVs en relación a la calidad de potencia. 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 el procedimiento IEC de coordinación de emisión de

perturbaciones de calidad de potencia. Dentro de este procedimiento, se detallan los pasos para asignar el objetivo del nivel de emisión para una instalación FV individual.

- El capítulo 3 introduce la necesidad de usar índices de calidad de potencia probabilistas y la forma de obtenerlos.
- El capítulo 4 proporciona una visión de índices y objetivos existentes para equipos, cargas perturbadoras y sistemas de generación distribuida con el objetivo de seleccionar los más adecuados para sistemas FVs.
- El capítulo 5 está principalmente destinado a proponer la metodología para valorar y medir las características de calidad de potencia para sistemas FVs.
- El capítulo 6 introduce las premisas teóricas requeridas en siguientes capítulos, tales como las relacionadas con fundamentos de forma de onda y modelos estadísticos utilizados.
- El capítulo 7 presenta la valoración del impacto del nivel de potencia de salida FV y tensiones armónicas de fondo en una planta FV real.
- El capítulo 8 muestra los resultados de la puesta en práctica de la metodología para valorar y medir las características de calidad de potencia en una planta FV real.
- El capítulo 9 presenta el método propuesto para valorar la emisión de corriente armónica en una planta FV real en un periodo de tiempo dado.
- El capítulo 10, 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:

- El anexo 1 muestra una caracterización general del fenómeno de calidad de potencia y diferentes clasificaciones según las normas de aplicación.
- El anexo 2 presenta una visión de los niveles de perturbación y de la gestión de la compatibilidad electromagnética
- El anexo 3 presenta la caracterización de las variables de las perturbaciones de

calidad de potencia analizadas en esta Tesis.

- El anexo 4 detalla los objetivos de corriente armónica de diferentes normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.
- El anexo 5 presenta las características técnicas del equipamiento necesario para el procedimiento de medida.

Por último, se indica la bibliografía más relevante consultada para la elaboración de la presente Tesis. 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 la doctoranda.

CAPÍTULO 2

Procedimiento de coordinación IEC para la emisión de perturbaciones de calidad de potencia

2.1 Calidad de potencia

Diversas fuentes proporcionan definiciones diferentes para definir la calidad de potencia, las cuales algunas veces se confrontan, ya que no todos los especialistas e instituciones usan este término para describir las interacciones entre el sistema de suministro y las cargas.

Así, la organización internacional Institute of Electrical and Electronics Engineers en la norma IEEE 1100 [77] define la calidad de potencia como “el concepto de alimentación y puesta a tierra de un equipo sensible de manera apropiada para la operación del equipo”. Esta definición tiene su limitación en cuanto a los tipos de dispositivos a cubrir.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) [78] proporciona otra definición

como “el conjunto de parámetros que definen las propiedades del suministro de potencia en la forma en que es entregada al usuario en condiciones de operación normal en términos de continuidad del suministro y de características de tensión (simetría, frecuencia, magnitud y forma de onda)”.

Otras referencias [79] consideran la calidad de potencia como la combinación de la calidad de tensión y de corriente, considerando la relación de la desviación de tensión y/o de corriente de sus formas de onda ideales. A su vez, podría definirse un problema de calidad de potencia [80] como cualquier problema relacionado con desviaciones de tensión, corriente o frecuencia que resultan por el mal funcionamiento del equipo del consumidor.

Otras fuentes [81] usan una terminología más específica atendiendo al objeto de su ámbito de actuación como calidad del suministro (quality of supply), calidad del consumo (quality of consumption), calidad de la tensión (voltage quality), calidad de la corriente (current quality).

Así, el consejo de reguladores Europeos de la Energía [82] utiliza el término de calidad de servicio, también conocida a veces como calidad de suministro o calidad de la fuente de suministro, para las tres dimensiones siguientes:

- Continuidad del suministro, relativa al número y duración de interrupciones del suministro (interrupciones largas y cortas). Las interrupciones son largas cuando la duración es superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión. Esta calidad recibe el nombre de calidad de tensión siendo la tensión ideal la que corresponde a una onda sinusoidal de frecuencia y magnitud constantes. La limitación de este término es que sólo cubre aspectos técnicos y además desprecia las distorsiones de la corriente.
- Calidad de servicio, relativa a la relación entre empresa y cliente (referente al conjunto de actuaciones de la información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación).

También habría que definir la calidad de corriente como una definición

complementaria a la calidad de tensión. La calidad de corriente está relacionada con desviaciones de la forma de onda de la corriente con respecto a la forma de onda ideal. Así, mientras que la calidad de tensión tiene que ver con el producto que la compañía eléctrica entrega al consumidor, la calidad de corriente está relacionada con lo que el consumidor demanda de la compañía eléctrica. Naturalmente, tensión y corriente están relacionadas y si cualquiera de ellas se desvía de la forma ideal, es difícil que la otra variable permanezca sin desviación [81].

La calidad del consumo sería el término complementario de la calidad de la alimentación, contendría la calidad de la corriente y otros aspectos relacionados con el consumidor.

En relación a todas las definiciones aportadas, la mayoría de los especialistas usan el término calidad de potencia aunque hay que destacar que este término no describe completamente los fenómenos perturbadores involucrados. El término de calidad de potencia, entendido como las desviaciones de tensión y/o corriente, se usa con más frecuencia [82].

Independientemente de la terminología utilizada, los fenómenos que distorsionan las formas de onda de tensión/corriente pueden ocasionar problemas técnicos serios y grandes pérdidas económicas tanto a los consumidores como a las compañías de suministro de energía eléctrica. Por ejemplo, la existencia de armónicos de baja frecuencia en la red de distribución, que generalmente coinciden con los armónicos dominantes de las cargas, ocasionan problemas para los receptores conectados como calentamientos, defectos de aislamiento y fallos de operación de equipos de medida, control, protección, etc.

El anexo 1 lleva a cabo una clasificación de perturbaciones relacionadas con la calidad de potencia y relaciona las principales normas en este ámbito.

2.2 Planteamiento de coordinación de emisión de perturbaciones de calidad de potencia

El principio general usado para coordinar las perturbaciones (MT [15-17] o BT [18]) es tal que el nivel de emisión total de todas las instalaciones no debe exceder el objetivo del nivel de planificación establecido.

Este nivel de emisión se obtiene mediante el uso de la ley de suma general y teniendo en cuenta la contribución de aguas arriba de las instalaciones en términos de un coeficiente de transferencia. Por tanto, el objetivo del nivel de emisión de una instalación individual se obtiene a partir del nivel de planificación. En teoría, el valor del nivel de planificación puede estar disponible en un nivel local (usuario individual), pero en la práctica el operador de la red de distribución elige un valor individual para un nivel de tensión específico.

El nivel de planificación es un objetivo de calidad interno del sistema y se especifica por el DNO para diseñar la coordinación de los niveles de perturbación entre los diferentes niveles de tensión, es decir, aguas arriba y aguas abajo. El nivel de planificación puede cambiar caso a caso, dependiendo de la estructura del sistema y de las circunstancias, y no es un objetivo absoluto que deba cumplirse.

Aunque el nivel de planificación se establece para un nivel de tensión específico, el operador de la red de distribución debe asegurar que el nivel de emisión en los diferentes puntos de la red no deberá superar el nivel de compatibilidad. Por lo tanto, generalmente se establece que el nivel de planificación es un valor menor que el nivel de compatibilidad.

Por lo tanto, se adopta este nivel como un valor de referencia en el establecimiento de límites de emisiones para instalaciones grandes (fuentes individuales o varias fuentes de perturbación) en diferentes niveles de tensión.

La interrelación entre los niveles de planificación y emisión junto con otros niveles utilizados en la compatibilidad electromagnética se detalla en el anexo 2. Asimismo, el concepto de índice queda definido en este anexo.

Como uno de los objetivos de esta Tesis se plantea la medida y valoración de perturbaciones causadas por un sistema FV individual (fuente individual de perturbación), teniendo en cuenta exclusivamente el objetivo de emisión de perturbación, obtenido a partir del nivel de planificación. Obviamente, este objetivo será evaluado por medio del índice de planificación correspondiente.

El nivel de compatibilidad para una perturbación en sistemas de alimentación de MT [83] o BT [84] es más bien un valor de referencia para coordinar la emisión e inmunidad de equipos o instalaciones, que son parte o son provisionados por el sistema de

suministro para asegurar la compatibilidad electromagnética en todo el sistema. El nivel de compatibilidad (característica de tensión) se puede considerar como un objetivo de calidad externo del sistema que es fundamental para la regulación de la calidad de potencia.

El objetivo del nivel de emisión para una perturbación particular de una instalación individual se debe definir sobre una base coordinada entre la disponibilidad del sistema para absorber la emisión y la inmunidad del equipamiento conectado. Éste, es un límite del lado de la seguridad que cubre cualquier localización del sistema, consecuentemente ligeramente mayor que el nivel de compatibilidad.

Típicamente, hay tres pasos para asignar el objetivo del nivel de emisión de una instalación individual:

- Adopción de una ley de suma general para acumular las perturbaciones que provienen de varias fuentes.
- Localización de la contribución global a un nivel dado de tensión para asegurar la coordinación entre las diferentes partes o niveles de tensión de un sistema.
- Asignación del objetivo del nivel de emisión a las instalaciones perturbadoras basándose en el porcentaje de contribución global.

2.2.1 Suma de numerosas fuentes de perturbación

La perturbación resultante (D) en un punto de un sistema es el resultado de la interacción de todas las instalaciones perturbadoras. El nivel de perturbación resultante se obtiene por medio de la suma vectorial de los componentes individuales de cada instalación en el punto considerado.

Estos vectores de las instalaciones perturbadoras son inherentemente aleatorios e independientes. Así, representando estos vectores como cantidades estocásticas, se adopta la siguiente ley general de suma que evita la necesidad de información del ángulo de fase basándose en la experiencia [15-18]:

$$D = \sqrt[n]{\sum_i D_i^n} \quad (2.1)$$

donde:

D_i : Magnitud del nivel de perturbación resultante después de la agregación de la instalación perturbadora i -ésima

α : Exponente de la ley de suma

La Tabla 2.1 muestra los valores indicativos para el exponente α de la ley de suma. Consideraciones prácticas sugieren que las fluctuaciones de tensión de diferentes sistemas FVs ocurrirán muy próximas en el tiempo, es decir, la cobertura de las nubes es muy probable que afecte geográficamente a sistemas FVs que se encuentran próximos al mismo tiempo, por lo tanto el exponente α para fluctuaciones de tensión, puede variar dentro de un intervalo de 2-3 para 2-8 sistemas FVs [40].

Tabla 2.1. Valores indicativos para el exponente α dependiendo de las perturbaciones.

Armónicos BT[45]		Armónicos MT[15]			Flicker[16]	Desequilibrios[17]
$h \leq 9$	$17 < h$	$h < 5$	$5 \leq h \leq 10$	$10 < h$	3	1,4
1	2	1	1,4	2	2-3*	
Observaciones					* si se incluye la consideración práctica de sistemas FVs[40]	

El nivel de perturbación resultante después de la agregación de una instalación perturbadora i se representa mediante vectores (magnitud y ángulo de fase) para armónicos (U_{hi}) y desequilibrio (U_{ui}). La suma de contribuciones individuales se hace vectorialmente, por lo tanto la suma puede ser mayor o menor que las contribuciones individuales, dependiendo de los ángulos de fase individuales.

Por el contrario, en el caso de flicker, el nivel de perturbación resultante, las cantidades P_{st} y P_{lt} no representan fasores. En este caso, la suma se hace usando una ley de suma no lineal empírica. La experiencia ha mostrado que el valor de α depende de los percentiles elegidos para el análisis estadístico diario/semanal [85,86].

2.2.2 Compartición de las contribuciones globales de perturbación entre niveles de tensión

La Figura 2.1 muestra el procedimiento básico usado para determinar las contribuciones de perturbación globales. Así, se considera el nivel de perturbación en MT como la suma de las emisiones desde todas las instalaciones y equipos conectados en BT, MT y AT o sistemas de aguas arriba.

Una vez que se establecen los niveles de planificación, la contribución global para las perturbaciones correspondientes (armónicos, flicker o desequilibrio) que se puede localizar para todas las instalaciones de MT y BT (G_{MT+BT}) desde el sistema considerado se obtiene por [15-18]:

$$G_{MT+BT} = \sqrt[\alpha]{L_{MT}^\alpha - (T_{AM} \cdot L_{AT})^\alpha} \quad (2.2)$$

donde:

L_{MT} : Nivel de planificación en MT

L_{AT} : Nivel de planificación en AT

T_{AM} : Coeficiente de transferencia entre el sistema de AT y MT

La contribución global permitida de perturbaciones en un sistema de BT (G_{BT}) se obtiene por [18] (Figura 2.1):

$$G_{BT} = \sqrt[\alpha]{L_{BT}^\alpha - (T_{MB} \cdot L_{MT})^\alpha} \quad (2.3)$$

donde:

L_{BT} : Nivel de planificación en BT

L_{MT} : Nivel de planificación en MT

T_{MB} : Coeficiente de transferencia entre sistemas de MT y BT

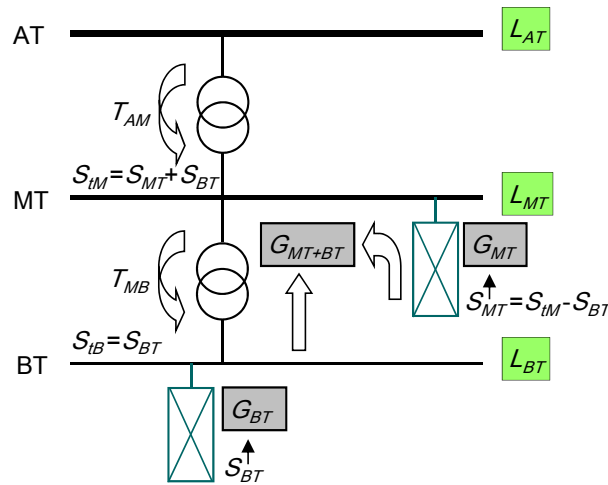


Figura 2.1. Ejemplo de un sistema para la compartición de las contribuciones globales en los niveles de MT y BT.

La transferencia de perturbación desde una red de menor tensión a otra de mayor tensión depende de las capacidades de cortocircuito correspondientes. Sin embargo, la transferencia de perturbación desde una red de mayor tensión a la de menor tensión depende fundamentalmente de la composición de la carga de la red de aguas abajo.

Los coeficientes de transferencia (Tabla 2.2) pueden ser mayores que 1 (p. ej., para armónicos debidos a condiciones de resonancia [15]) o menores que 1 (p. ej., flicker y desequilibrio [16,17]).

Tabla 2.2. Coeficientes de transferencia para armónicos, flicker y desequilibrio de tensión.

Armónicos				Flicker		Desequilibrios					
MT		BT		MT		BT		MT		BT	
T_{hAM}	0,66-	T_{hMB}	1,00 ^[18]	T_{PstAM}	0,80 ^[28]	T_{PstMB}	1,00 ^[86,28]	T_{uAM}	0,95 ^[17]	T_{uMB}	1,10-0,60 ^{[33]d}
	0,90 ^[16,31]				0,98-1,00 ^[16]		1,00-0,60 ^{[88]d}				
	3,00 ^{[15]a}				1,00 ^[86]		0,84 ^{[31]b}				1,00-0,60 ^{[88]d}
					0,44-0,85 ^[86]		0,66 ^{[87]c}				
				T_{PstBM}	0,25 ^[31]						
Los valores sugeridos aparecen en negrita y cursiva											
^a Depende del sistema y características de la carga.											
^b 50% de las cargas totales son motores											
^c Pequeñas cargas industriales											
^d Depende del sistema y características de la carga											

2.2.3 Límite de emisión para una instalación individual

El límite de emisión para una instalación perturbadora de MT depende de la potencia agregada de la instalación (S_i) y de la capacidad total de alimentación del sistema en MT (S_{tM}). Se definen tres etapas para su evaluación que se pueden usar secuencialmente o independientemente [15-17].

- Etapa 1: las instalaciones de tamaño relativamente pequeño en relación con la capacidad total de alimentación de MT tienen permitida su conexión automática al sistema de alimentación.
- Etapa 2: las instalaciones que no cumplan el criterio de aceptación de la etapa 1 deben cumplir un criterio justo y sólido de localización del límite de emisión (E_i) basado en las condiciones actuales de la red y de la instalación:

$$E_i = G_{MT+BT} \cdot \sqrt[n]{\frac{S_i}{S_{tM}}} \quad (2.4)$$

donde:

G_{MT+BT} : Contribución global para las perturbaciones correspondientes que puede ser localizada para todas las instalaciones de MT y BT

- Etapa 3: bajo algunas circunstancias, el DNO puede aceptar que una instalación perturbadora emita una perturbación más allá del límite de emisión básico establecido en la etapa 2.

El límite de emisión para una gran instalación de BT tiene que tener en cuenta que otras pequeñas instalaciones sujetas sólo a normas de producto pueden también contribuir a la perturbación en el nivel de BT [18]. Por lo tanto, se deben usar diferentes principios y consideraciones a aquellos usados para instalaciones de MT.

El número de pequeñas y grandes instalaciones generalmente no se suele conocer previamente. Por lo tanto, se define el límite de emisión de forma que la gran instalación se pueda reemplazar por un grupo de instalaciones pequeñas de potencia equivalente. Dicho límite sólo tiene que cumplir con un límite de emisión de equipos, sin incrementar el nivel de perturbación global.

2.2.4 Índices de caracterización de calidad de potencia

Puesto que la perturbación causada por los sistemas FVs varia estocásticamente con el tiempo [15-17,89,90], se necesitan técnicas probabilísticas para caracterizar la magnitud del nivel de perturbación resultante. Esto está en línea con el enfoque estadístico adoptado en la serie IEC 61000 de normas de compatibilidad electromagnética. La caracterización de las perturbaciones se realizará mediante índices definidos en base a un intervalo de agregación de tiempo y un valor estadístico del conjunto de datos agregados.

Por ejemplo, el tiempo de integración puede ser corto (intervalo de 10 min), relacionado con efectos térmicos, o intervalo de tiempo muy corto (intervalo de 3 s), relacionado con efectos perturbadores sobre dispositivos electrónicos. El valor estadístico es un valor del percentil sobre la observación periódica (p. ej., el percentil diario 99, el percentil semanal 95, etc.).

Las perturbaciones causadas por sistemas FVs no son totalmente aleatorias. Distintas referencias muestran que hay probablemente un grado de comportamiento determinista [45,46,52,63-65] en estas perturbaciones. Así, medidas hechas sobre un periodo de 24 h claramente muestran que una causa fundamental de la variación en las perturbaciones es la fluctuación de la generación diaria (componente determinista). Así, para una descripción más precisa de las perturbaciones causadas por sistemas FVs se debe examinar la perturbación grabada en diferentes sub-intervalos de potencia FV de salida.

Cuando la perturbación es completamente aleatoria, la consideración de una distribución Gaussiana es precisa. Sin embargo, como la perturbación tiene una componente determinista significativa, la función de densidad de probabilidad (PDF, Probability Density Function) se espera que se desvíe significativamente de la distribución Gaussiana. En general, se observa un patrón multimodal (normalmente bimodal) para la PDF de la perturbación cuando se considera un periodo de una semana completa.

CAPÍTULO 3

Objetivos de emisión de armónicos, flicker y desequilibrios en sistemas FVs

3.1 Introducción

Este capítulo presenta el proceso de cálculo de los objetivos de diferentes perturbaciones para sistemas FVs.

3.2 Armónicos

Los sistemas FVs pueden introducir armónicos en las redes de distribución [45,55,64,68,90-96]. El orden de armónico y su magnitud dependerán de la tecnología de inversor FV, de su potencia de salida y de la configuración de interconexión.

Inversores conmutados en línea, basados en tiristores, normalmente producen elevados armónicos de corriente, pero los nuevos diseños de inversores, basados en IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) que usan la tecnología PWM, son capaces de generar potencia de salida de forma limpia, satisfaciendo los requerimientos IEEE/IEC

para armónicos [19,22,25].

La emisión de armónicos del sistema FV no sólo disminuye la calidad de potencia de la red, sino que también puede causar un mal funcionamiento de los dispositivos de protección del lado de la red [54,97].

El nivel de emisión de armónicos [15] se define como la magnitud del vector de tensión armónica, en cada frecuencia armónica, que causa la instalación perturbadora en el POC ($U_{hi} = U_{hi \text{ (post-conexión)}} - U_{hi \text{ (pre-conexión)}}$). Consecuentemente, el nivel de emisión de un sistema FV tiene que tener en cuenta la corriente armónica establecida entre un sistema FV y la red después de la conexión. Normalmente, se tiene en cuenta la emisión armónica sólo cuando U_{hi} es mayor que $U_{hi \text{ (pre-conexión)}}$.

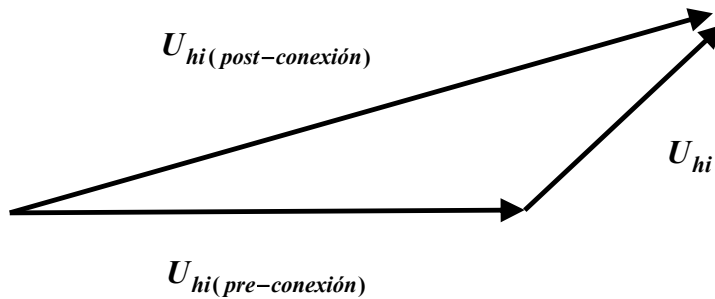


Figura 3.1. Nivel de emisión armónica y su representación vectorial.

La Figura 3.1 muestra el vector de emisión armónica para una instalación perturbadora i , junto con el vector armónico causado por todas las fuentes armónicas cuando la instalación considerada está desconectada. La suma de ambos vectores proporciona el vector armónico en el punto de evaluación cuando la instalación ha sido conectada.

Los niveles de emisión (corriente y tensión) tienen que ser comparados con los objetivos de los niveles de planificación. Esta comparación se hace mediante un procedimiento de valoración estadística [89] sobre datos de una semana usando diferentes índices de armónicos existentes [98,99], (tales como el percentil semanal 95 de $I_{hi,sh} (U_{hi,sh})$, y el percentil diario 99 de $I_{hi,vs} (U_{hi,vs})$ [15]).

Evidentemente, desarrollar un estudio de armónicos asistido por ordenador de un sistema de potencia en la vida real resulta bastante complicado puesto que involucra modelos avanzados para todos los componentes del sistema. En el caso de los sistemas FVs, realizar un estudio sofisticado de flujo de carga armónico para estos sistemas no es una práctica habitual debido al gran número de sistemas FVs (generación distribuida) y

su relativo pequeño tamaño. Por lo tanto, se adaptan métodos de valoración simplificados [15,18] que proporcionan resultados más rápidos sin aminorar su precisión.

Para el proceso de cuantificación de la emisión de tensión armónica de una instalación i , usando métodos simplificados, la impedancia armónica de alimentación en el POC (Z_{hMi}) es un parámetro clave.

En MT, existen varios enfoques para el procesado práctico de Z_{hMi} [89,100,101]. Es importante resaltar que esta impedancia cambia durante el día debido a la fluctuación de la carga y a la compensación de potencia reactiva [21,95], y a la configuración de la red (p. ej., debido a la capacidad de los inversores FVs [102,103]).

3.2.1 Sistemas de MT

3.2.1.1 Gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema

En sistemas de MT que son operados radialmente, bajo condiciones normales de funcionamiento, la localización del objetivo de emisión de corriente armónica para todo el sistema FV, compuesto de muchos inversores FVs (Figura 3.2), se puede hacer de acuerdo al método propuesto en la norma IEC 61000-3-6 (etapa 2) [15]. Este método se aplica en líneas que muestran una variación importante de potencia de cortocircuito desde el origen al final, y se basan en la localización de VA armónicos.

El objetivo de emisión de corriente armónica para todo un sistema FV i (E_{Ihi}) se determina en proporción a su potencia asignada (s_i) y a la impedancia armónica de alimentación en el POC (z_{hMi}) (Figura 3.2).

$$E_{Ihi} = \frac{A_{UhMT} \cdot s_i^{(1/\alpha)}}{\sqrt{z_{hMi}}} \quad (3.1)$$

donde:

A_{UhMT} : Constante de localización para el armónico en tensión de orden h -ésimo en el sistema de MT

Definiendo A_{UhMT} como:

$$A_{UhMT} = \frac{G_{UhMT}}{\sqrt{x_{hM}} \cdot \sqrt[3]{S_{MTwl}} \cdot F_{wf}^{0,33\alpha} + S_{MTn} \cdot F_{av}^{-0,33\alpha}} \quad (3.2)$$

donde:

$F_{sc_{wf}}$: Relación de potencia de cortocircuito de la línea más débil de MT entre su origen y final

F_{av} : Promediado de la relación de potencia de cortocircuito entre el origen y final de las líneas restantes

S_{MTwl} : Potencia total por unidad de la instalación en MT de la línea más débil

S_{MTn} : Potencia total por unidad del número de líneas restantes en MT

x_{hM} : Reactancia de alimentación armónica h -ésima por unidad en el POC de la instalación i de MT

La contribución global permitida de emisiones de tensión armónica para todas las instalaciones de MT (G_{UhMT}) en el subsistema se obtiene mediante:

$$G_{UhMT} = \sqrt[\alpha]{L_{hMT}^\alpha - (T_{hAM} \cdot L_{hAT})^\alpha - u_{UhBT}^\alpha} \quad (3.3)$$

donde:

L_{hMT} : Nivel de planificación del armónico de orden h -ésimo en MT

T_{hAM} : Coeficiente de transferencia del armónico de orden h -ésimo entre AT y MT

L_{hAT} : Nivel de planificación del armónico de orden h -ésimo en AT

u_{UhBT} : Tensión armónica h -ésima causada por las instalaciones de BT en el nivel de MT

α : Exponente de la ley de suma

Los niveles de planificación (L_{Uh}) de MT y AT para el armónico de orden h se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Niveles de planificación (L_{Uh}) y compatibilidad (C_{Uh}) de armónicos para redes de BT, MT y AT.

Armónicos impares $\neq 3k$				Armónicos impares = 3k				Armónicos pares			
Orden del Armónico h	Niveles de compatibilidad		Niveles de Planificación	Orden del Armónico h	Niveles de compatibilidad		Niveles de Planificación	Orden del Armónico h	Niveles de compatibilidad		Niveles de Planificación
	Armónicos en tensión (pu)				Armónicos en tensión (pu)				Armónicos en tensión (pu)		
	C_{Uh}	L_{Uh}	L_{Uh}		C_{Uh}	L_{Uh}	L_{Uh}		C_{Uh}	L_{Uh}	L_{Uh}
	BT[84]	MT[15]	AT[15]		BT[84]	MT[15]	AT[15]		BT[84]	MT[15]	AT[15]
5	0,060	0,050	0,020	3	0,050	0,040	0,020	2	0,020	0,018	0,014
7	0,050	0,040	0,020	9	0,015	0,012	0,010	4	0,010	0,010	0,008
11	0,035	0,030	0,015	15	0,004	0,003	0,003	6	0,005	0,005	0,004
13	0,030	0,025	0,015	21	0,003	0,002	0,002	8	0,005	0,005	0,004
$17 \leq h \leq 49$	$0,0227 \cdot (17/h)$ -0,0027	$0,019 \cdot (17/h)$ -0,002	$0,012 \cdot (17/h)$	$21 < h \leq 45$	0,002	0,002	0,002	$10 \leq h \leq 50$	$0,0025 \cdot (10/h)$ +0,0025	$0,0025 \cdot (10/h)$ +0,0022	$0,0019 \cdot (10/h)$ +0,0016
Todo (THD)							$C_{UTHDBT} = 0,080$ $L_{UTHDMT} = 0,065$ $L_{UTHDAI} = 0,030$				

La tensión armónica causada por las instalaciones de BT en el nivel de MT (u_{UhBT}) se obtiene por:

$$u_{UhBT} = A_{UhBT} \cdot x_{hM} \cdot \sqrt[\alpha]{s_{BTwf} \cdot Fsc_{wf}^{0,70\alpha} + s_{BTn}} \quad (3.4)$$

donde:

- x_{hM} : Reactancia de alimentación armónica h -ésima por unidad en la barra de alimentación de MT.
- s_{BTwf} : Potencia total por unidad de las instalaciones en BT de la línea más débil
- s_{BTn} : Potencia total por unidad de las instalaciones en las líneas restantes en BT
- Fsc_{wf} : Relación de potencia de cortocircuito de la línea más débil de MT entre su origen y final
- α : Exponente de la ley de suma
- A_{UhBT} : Constante de localización para el armónico en tensión de orden h -ésimo en el sistema de BT

El parámetro A_{UhBT} varía con el orden de armónico y puede diferir de unos países a otros.

La ecuación (3.1) considera el impacto de los armónicos generados por un sistema FV estando afectado por la presencia de condiciones de resonancia-paralelo [31, 44,55,90,94,95] o resonancia-serie [31,95] en la red de alimentación. La condición de resonancia que se considera más común [15], cuando se determina los niveles de emisión (corriente y tensión), es la resonancia paralelo que se produce por el acoplamiento entre la capacidad en la barra de alimentación de MT y la impedancia inductiva del sistema de aguas arriba (Figura 3.2) [104,105]. Por lo tanto, la impedancia armónica de alimentación en el POC de un sistema FV de MT i (z_{hMi}) se puede aproximar bastante bien usando la impedancia esperada máxima:

$$z_{hMi} = k_r \cdot h \cdot x_{hMi} \quad (3.5)$$

donde:

- h : Armónico h -ésimo

k_r : Factor de amplificación de resonancia

x_{hMi} : Reactancia de alimentación armónica h -ésima por unidad en el POC de la instalación i de MT

El factor de amplificación de resonancia depende del efecto de amortiguamiento de la carga [106], y varía entre 2 y 3 en redes de distribución [104-106] (Tabla 3.2). El armónico de resonancia está alrededor del 8° al 16° armónico dependiendo del nivel de MT.

Tabla 3.2. Factor de amplificación de resonancia k_r de acuerdo a la norma IEC 61000-3-6 [15].

Nivel de tensión/orden del armónico	$h \leq 8$	$8 < h \leq 16$	$h > 16$
BT	1	1	1
11 kV	2	1	1
33 kV	1,25	1,25	1

Para configuraciones malladas el enfoque anteriormente presentado no es adecuado debido a la interacción.

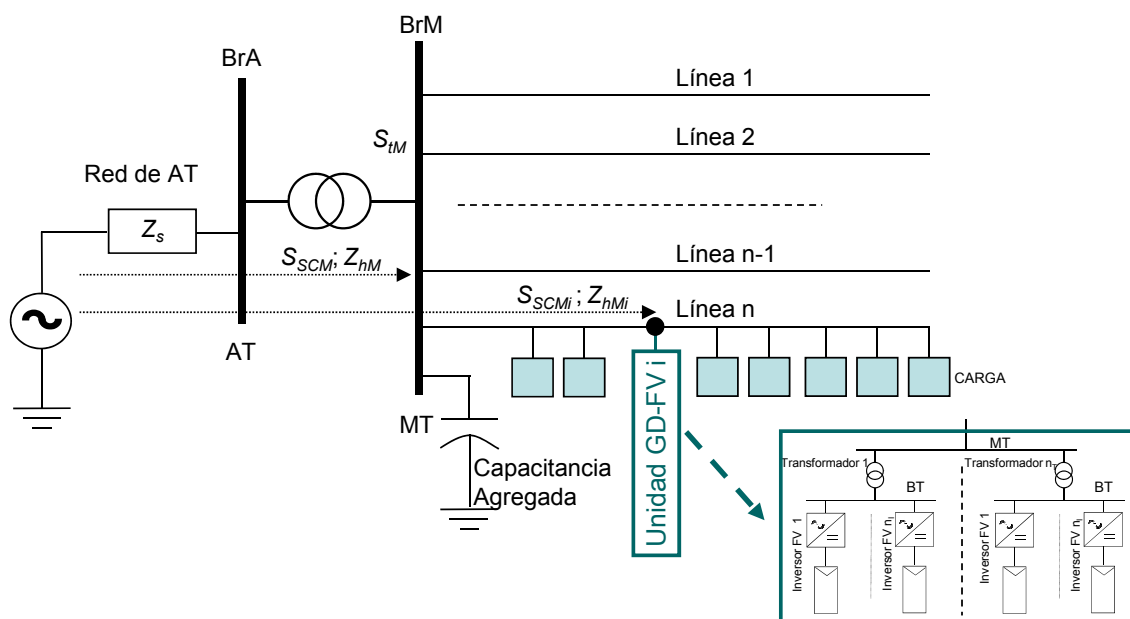


Figura 3.2. Representación simplificada para considerar la resonancia de primer orden en el POC de un sistema FV [15].

$$E_{lhi} = \min \left(\frac{K_{hB_iB} \cdot G_{UhBT}}{z_{hB} \cdot s_i} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{s_i}{s_t}}, \frac{G_{UhBT}}{z_{hBi} \cdot s_i} \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{s_i}{s_t}} \right) \quad (3.7)$$

donde:

- z_{hB} : Impedancia armónica de alimentación por unidad en la barra de alimentación de BT
- z_{hBi} : Impedancia armónica de alimentación por unidad en el POC de la instalación de BT
- s_i : Potencia agregada por unidad de la instalación i
- s_t : Capacidad total de alimentación por unidad del sistema considerado incluyendo la previsión de futuro crecimiento de carga y la dispersión de generación

Este enfoque también puede considerar la resonancia en el nivel de BT siguiendo el enfoque descrito anteriormente en MT. Sin embargo en el nivel de BT, la resonancia serie es claramente dominante [31,95,107]. Además, el armónico de resonancia está localizado en un orden de armónico mayor (p. ej., 23° [31] o 37° [95]).

3.2.2.2 Normas de equipos conectados en BT

Los inversores FVs no disponen de normativas específicas de sistemas FVs para armónicos, y por tanto, hasta ahora se les aplican normas genéricas de equipos (normas IEC 61000-3-2 [22] (hasta 16 A) e IEC 61000-3-12 [25] (16-75 A)).

Los objetivos de emisión de corriente armónica de las normas anteriores se definieron considerando cargas. Sin embargo, el nuevo informe técnico IEC 77A/695A/CD considera que hay un grado sustancial de uniformidad entre cargas de iluminación y sistemas FVs [40], desde el punto de vista del impacto de red, independientemente de la dirección del flujo de corriente. Por lo tanto, se considera razonable establecer el objetivo de emisión de corriente armónica de equipos [22,25] como una buena guía para limitar la emisión de corriente armónica de los sistemas FVs (p. ej., el inversor FV).

Un incremento de distorsión presente en la tensión de red incrementa la emisión de corriente armónica [26,55,107,108] (p. ej., 2-3 veces [45,64,90], 10 veces [91]). Como consecuencia, los ensayos para sistemas FVs se deben realizar bajo condiciones más restrictivas [91,109], reflejando la operación real de la red con respecto a la tensión

armónica existente [110]. Consecuentemente, el nuevo informe técnico IEC 77A/695A/CD [40] fija un nuevo ensayo de 'nivel de sistema', además del ensayo de 'nivel de producto simplificado' [22,25]. El objetivo del nuevo ensayo es que el equipamiento de los sistemas FVs no causen un incremento del porcentaje de distorsión armónica de tensión local mayor que el 1% absoluto bajo una distorsión de tensión local (D_{UTHD}) menor que el 4%, antes de la conexión de los sistemas FVs. Este ensayo combatirá la estrategia de control actual de corriente de salida para inversores que optimiza las emisiones armónicas [45,90,91,95] sólo en condiciones de ensayos normativos [22,25].

Idealmente, los fabricantes de equipos de sistemas FVs podrían desarrollar:

- Equipos dedicados para diferentes aplicaciones [45] (p. ej., con estrategias de control variables con respecto al tipo de distorsión de forma de onda existente en el caso específico).
- Nuevos métodos de control [95] que habiliten al inversor FV a operar en funcionamiento óptimo independientemente de las condiciones de red.

El nuevo ensayo propuesto en [40] no considera la dependencia de la emisión de armónicos de corriente en condiciones de cargas parciales para sistemas de generación distribuida (p. ej., debido a deficiencias en el control de corriente de salida del inversor [90]), así como los efectos sumatorios de equipamientos de generación distribuida al funcionar en paralelo [45,108] (p. ej., debido al cambio de la impedancia armónica de alimentación).

Sin embargo, las condiciones de carga parcial son típicas durante el amanecer y atardecer o días cubiertos en sistemas FVs. Así, varias referencias muestran que en condiciones de baja potencia de salida del inversor, la ratio de emisión de corriente armónica puede ser varias veces mayor que en condiciones nominales, en la mayoría de los órdenes armónicos. Ejemplos de resultados obtenidos son: 3 veces mayor (25%S) [90]; 4 veces mayor (35%S) [45]; 4 veces mayor (15%S) [44]; 5 veces mayor (10%S) [64]; 9 veces mayor (6%S) [91], y 10 veces mayor (5%S) [93] (8%S) [96]). Por otro lado, la influencia de la impedancia armónica de alimentación [111] puede incrementar la emisión de corriente armónica hasta 2 veces [95].

3.3 Cambios rápidos de tensión y flicker

Los cambios rápidos de tensión se pueden inducir por operaciones de disparo de un sistema FV (conexión y desconexión de los inversores FVs) o debidos a la variación repentina de la potencia de salida de un sistema FV de naturaleza estocástica. El cambio de tensión rápido está caracterizado por su magnitud y frecuencia.

Durante el funcionamiento normal, los cambios de tensión resultantes de fluctuaciones de la potencia de salida de los sistemas FVs pueden crear directamente problemas de flicker [44,56,70,95,112] o indirectamente debido a un número creciente de operaciones de cambio de la toma del transformador [44,113] o un mal funcionamiento de los dispositivos FACTs usados para controlar la tensión de redes de distribución [114].

El arranque sucesivo de inversores en instalaciones de múltiples inversores es también una fuente de flicker. Adicionalmente, sistemas de control del punto de máxima potencia (MPP, Maximum Power Point) pobremente diseñados pueden también causar emisiones de flicker inaceptables [115]. Este problema está asociado con grandes sistemas FVs o muchos consumidores que tienen pequeños sistemas FVs situados en redes de alimentación débiles sujetas a patrones de irradiación variables, es decir, condiciones en las que hay nubes cambiantes con frecuencia y de forma repentina. En este sentido, la modulación de la irradiación solar por el paso de las nubes está todavía poco documentada [70,116,117].

Aunque no se puede excluir los problemas de flicker debidos a la operación de sistemas FVs, a partir de la revisión de los trabajos anteriores, se concluye que el flicker es un resultado de importancia más bien marginal cuando se trata de tales instalaciones.

Los indicadores de severidad para flicker son P_{st} y P_{lt} (flicker de corta y larga duración). Estos índices se tratarán con más detalle en la sección 4.3.

El nivel de emisión de flicker [16] de una instalación perturbadora en el sistema de potencia es la magnitud de subida de flicker que la instalación perturbadora proporciona en el POC. El nivel de emisión de los sistemas FVs se debe interpretar como la magnitud resultante, considerando únicamente los sistemas FVs sin ninguna interacción con las otras instalaciones perturbadoras.

Debido a la existencia de un flicker de fondo, el nivel de emisión de flicker de una instalación no se puede determinar a partir de medidas de tensión simples en el POC. Por lo tanto, es necesaria una valoración pre y post-conexión del nivel de emisión de

flicker.

El nivel de emisión se puede evaluar mediante la desconexión de la instalación considerada, o a través de un tratamiento estadístico que use diferentes índices existentes de flicker [98,99] (p. ej., el percentil semanal 95 de P_{st} y P_{lt} , el percentil semanal 99 de P_{st} [16]) a partir de medidas simultáneas de flicker y consumo de potencia durante un periodo de tiempo suficientemente largo [16]. Los nuevos métodos propuestos [89,118] de valoración de emisión directa tienen la ventaja de no requerir tiempos de medida tan largos como los anteriores.

3.3.1 Sistemas de MT

3.3.1.1 Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema

En sistemas de MT operados radialmente, todos los sistemas FVs impactan aproximadamente en el mismo grado sobre todas las otras instalaciones en el sistema. Por lo tanto, el método propuesto en la norma IEC/TR 61000-3-7 (etapa 2) [16] de localización del límite de emisión de flicker se puede aplicar para sistemas FVs.

El límite de emisión de flicker para todo un sistema FV ($E_{P_{st}i}$ y $E_{P_{lt}i}$) será sólo una fracción de la contribución global permitida de emisiones de flicker ($G_{P_{st}MT}$, $G_{P_{lt}MT}$) (Figura 3.2). Los niveles de planificación de MT y AT de flicker se muestran en la Tabla 3.3. El límite $E_{P_{st}i}$ se puede calcular como se indica a continuación (es usado también para $E_{P_{lt}i}$):

$$E_{P_{st}i} = G_{P_{st}MT} \cdot \sqrt[3]{\frac{s_i}{s_{tM} - s_{BT}}} \quad (3.8)$$

donde:

- s_{tM} : Capacidad total de alimentación por unidad en MT
- s_i : Potencia agregada por unidad de la instalación i
- s_{BT} : Potencia total por unidad de las instalaciones alimentadas directamente en BT a través del transformador de MT a BT

Si el límite de emisión de flicker de corta duración es prohibitivamente bajo, se aplica el límite de emisión de 0,35 (0,25 para $E_{P_{lt}i}$).

Tabla 3.3. Niveles de planificación y compatibilidad de flicker para redes de BT, MT y AT.

Índice de Flicker	Niveles de Compatibilidad - C_{Pst} y $C_{P_{lt}}$ - (pu)		Niveles de Planificación - L_{Pst} y $L_{P_{lt}}$ - (pu)			
	BT[84]	BT[31]	MT[16]	MT[31]	AT[16]	MT[31]
P_{st}	1,00	0,50	0,90	0,70	0,80	0,50
P_{lt}	0,80	0,40	0,70	0,56	0,60	0,40

Los valores sugeridos se muestran en *negrita cursiva*

En relación con operaciones de disparo, la evaluación del cambio de tensión esperado en el POC para el arranque de un sistema FV se obtiene mediante [16]:

$$d \approx \frac{\Delta S_i}{S_{SCMi}} \quad (3.9)$$

donde:

d : Magnitud de cambio rápido de tensión

ΔS_i : Incremento de potencia agregada de la instalación i

S_{SCMi} : Potencia de cortocircuito en la barra de MT (en el POC del sistema FV i)

Como los cambios rápidos de tensión inherentemente consideran situaciones que están fuera de la ventana de 10 min de cualquier valor de P_{st} , no es posible la evaluación del efecto de múltiples cambios rápidos mediante el uso de la suma estadística y la ley de suma. Los límites para los cambios de tensión permisibles por minutos se proporcionan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Magnitud de límites para cambios rápidos de tensión de acuerdo con la norma IEC/TR 61000-3-7 [16].

	La frecuencia de las operaciones de conexión/desconexión, n_f (h^{-1} : por hora, d^{-1} por día)		
	$2 \text{ h}^{-1} < n_f \leq 10 \text{ h}^{-1}$	$4 \text{ d}^{-1} < n_f \leq 2 \text{ h}^{-1}$	$n_f < 4 \text{ d}^{-1}$
MT			
Máximo cambio de tensión relativo	0,03	0,04	0,05-0,06
BT			
Cambio de tensión en estado estacionario relativo	0,03	0,03	0,03
Máximo cambio de tensión relativo	0,04	0,05	0,07

3.3.2 Sistemas de BT

3.3.2.1 Gestión de la compatibilidad electromagnética del sistema

Durante la operación normal, el enfoque aplicado al nivel de BT es el mismo que al nivel de MT, sin considerar la condición adicional en el nivel de barra de BT.

El límite de emisión de flicker para todo el sistema FV i ($E_{P_{st}i}$ y $E_{P_{lt}i}$) (Figura 3.3) será sólo una fracción de la contribución global permitida de emisiones de flicker ($G_{P_{st}BT}$, $G_{P_{lt}BT}$). Usando la ley de suma, el límite $E_{P_{st}i}$ se puede calcular (usado para $E_{P_{lt}i}$ también):

$$E_{P_{st}i} = G_{P_{st}BT} \cdot \sqrt{\frac{s_i}{s_{tB}}} \quad (3.10)$$

donde:

s_{tB} : Capacidad total de suministro por unidad en BT

s_i : Potencia agregada por unidad de la instalación i

El enfoque IEC considera los niveles de planificación y coeficientes de transferencias según las Tablas 2.2. y 3.3. Sin embargo, puesto que no hay actualmente disponibles valores normativos globales para los niveles de planificación, en esta Tesis se sugiere adoptar el enfoque realista propuesto en [31]. Éste considera valores de los niveles de planificación y coeficientes de transferencia en línea con valores de medidas prácticas (Tablas 2.2.y 3.3).

Cuando varios equipos de BT se conectan a la misma parte de un sistema, aunque cumplan las normas IEC correspondientes [23,24], puede suceder que el nivel de flicker resultante sea mayor que la tasa calculada para la instalación existente. En este caso, se podrían reducir los límites de emisión de flicker para nuevas instalaciones, o incrementar la capacidad de absorción de flicker del sistema.

En relación con las operaciones de disparo, los límites para los cambios de tensión rápida se proporcionan en la Tabla 3.4.

3.3.2.2 Normas de equipos conectados en BT

El límite de emisión definido para los equipos conectados en BT (normas IEC 61000-3-3 [23] - hasta 16 A - y 61000-3-11 [24] - hasta 75 A -) apuntan a limitar P_{st} a

1,0 con una impedancia de sistema declarada o de referencia máxima. Sin embargo, el informe técnico IEC 77A/695A/CD [40] va más allá y recomienda un límite de emisión para las unidades de generación distribuida más estricto que para cargas ($P_{st} < 0,5$) para el mismo ensayo de 'nivel de productos simplificado'. Además, en caso de inversores FVs, las condiciones del ensayo deben incluir la secuencia más desfavorable de cambios de corriente o potencia.

En relación con el establecimiento de límites para cambios de tensión rápida de equipos en sistemas FVs, se tiene que tener en cuenta su usual operación automática.

3.4 Desequilibrio de tensión

Dependiendo de los tipos de inversores FVs y el nivel de tensión al cual se conectan, la conexión de los sistemas FVs puede incrementar el desequilibrio de tensión. Generalmente, un gran sistema FV centralizado en MT no contribuye de forma general al desequilibrio. Sin embargo, la conexión de pequeños sistemas FVs a la red de distribución de BT, por medio de inversores monofásicos, puede contribuir al desequilibrio [43,45,46].

La presencia de desequilibrio de tensión no sólo disminuye la calidad de potencia, sino que también puede producir emisión de corriente armónica en algunos inversores [119] (inversores conmutados de línea y PWM).

El nivel de emisión de desequilibrio [17] desde una instalación perturbadora i en el sistema de potencia es la magnitud del vector de desequilibrio de tensión (U_{ui}) que la instalación perturbadora proporciona de subida en el POC ($U_{ui} = U_{ui(post-conexión)} - U_{ui(pre-conexión)}$). Esta emisión puede surgir debido a la carga o las asimetrías del sistema (líneas esencialmente), por lo tanto se descompone en dos términos:

$$U_{ui} = U_{ui, línea} + U_{ui, carga} = Z_{21,i} \cdot I_{1,i} + Z_{2,i} \cdot I_{2,i} \quad (3.11)$$

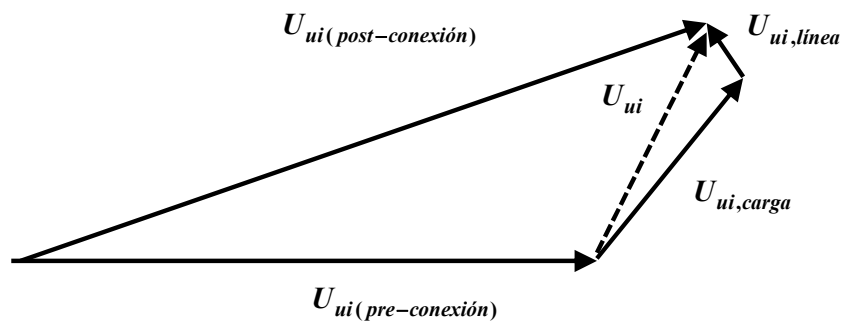


Figura 3.4. Nivel de emisión de desequilibrio y su representación vectorial.

donde:

$U_{ui,línea}$: Desequilibrio de tensión en la línea

$U_{ui,carga}$: Desequilibrio de tensión en la carga

$Z_{21,i}$: Impedancia de acoplamiento entre los sistemas de secuencia negativa y positiva en el POC de una instalación i de MT

$Z_{2,i}$: Impedancia de alimentación de secuencia negativa en el POC de la instalación i de MT

$I_{1,i}$: Corriente de secuencia positiva de la instalación i de MT

$I_{2,i}$: Corriente de secuencia negativa de la instalación i de MT

El primer término ($U_{ui,línea}$) está relacionado con la impedancia desequilibrada de las líneas. La impedancia Z_{21} puede ser de importancia en el caso de líneas largas y no transpuestas (60-70% del nivel de desequilibrio total [120]).

El segundo término ($U_{ui,carga}$) está relacionado con la corriente desequilibrada de la instalación i . Ésta puede originarse a partir de la conexión desequilibrada de la carga o a partir de la operación desequilibrada. El trabajo presentado en [32] muestra que el impacto del segundo término en la tensión resultante depende del tipo de carga suministrada por el sistema haciendo la tensión desequilibrada dependiente del tipo de carga (p. ej., cargas de impedancia constante, cargas de potencia constante, cargas de motores de inducción).

Sin embargo, el desequilibrio de tensión en el POC puede disminuir una vez que la carga es conectada; esto es particularmente cierto cuando las cargas son máquinas rotativas trifásicas que actúan para compensar el desequilibrio de tensión en el POC. En conexiones electrónicas de potencia estáticas la compensación depende del control, pudiendo equilibrar las fases mediante controles avanzados.

Como en el caso de armónicos y flicker, el nivel de emisión del sistema FV se define como la diferencia entre el nivel de desequilibrio medido con el sistema FV conectado y el existente cuando no está conectado. El nivel de emisión se puede evaluar mediante el disparo de la instalación considerada o por medio de un enfoque estadístico que usa diferentes índices de desequilibrio existentes [98,99] (p. ej., el percentil semanal 95 de $U_{ui,sh}$, el percentil semanal 99 de $U_{ui,vs}$ [17]). En este aspecto, están surgiendo nuevos métodos de valoración de emisión directa [89,121].

3.4.1 Sistemas de MT

3.4.1.1 Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema

Un enfoque similar a aquel usado para armónicos y flicker ha sido recomendado para desarrollar límites de emisión de desequilibrios [17,88]. Sin embargo, los sistemas de potencia no son perfectamente simétricos. Generalmente, la emisión global surge no sólo de instalaciones desequilibradas sino también a partir de las asimetrías inherentes del sistema.

Por lo tanto, se deben hacer provisiones adicionales para las fuentes inherentes del desequilibrio de tensión (p. ej., asimetrías de impedancia de línea) por medio de un factor k_{uE} que tiene en cuenta la porción de contribución global permitida de emisiones desequilibradas que se puede asignar a instalaciones desequilibradas. Contrariamente, el factor $k'_{uE} = 1 - k_{uE}$ tiene en cuenta la emisión que surge como resultado de las asimetrías inherentes del sistema.

El límite de emisión de desequilibrio para todo el sistema FV i (E_{ui}) será sólo una fracción de la contribución global permitida (G_{uMT+BT}) (Figura 3.2) [17]:

$$E_{ui} = \sqrt[k_{uE}]{G_{uMT+BT} \cdot \frac{s_i}{s_{tM}}} = U_{ui,carga} \quad (3.12)$$

donde:

$U_{ui,carga}$: Desequilibrio de tensión en la carga

k_{uE} : Fracción de la contribución global de desequilibrio en tensión que puede ser asignada a las emisiones de instalaciones desequilibradas por asimetría inherente en el sistema considerado

s_{tM} : Capacidad total de suministro por unidad en MT

s_i : Potencia agregada por unidad de la instalación i

La referencia [17] recomienda al DNO valorar el factor k_{uE} en base a las prácticas de líneas existentes y a las características del sistema en sus redes específicas (Tabla 3.5). Sin embargo, no se proporciona un método sistemático para su evaluación.

Teniendo en cuenta que el desequilibrio de tensión relacionado con la corriente desequilibrada ($U_{ui,carga}$) depende del tipo de carga [32], y que el desequilibrio de tensión relacionado con la impedancia desequilibrada de las líneas ($U_{ui,línea}$) depende de las asimetrías del sistema, el factor k_{uE} cambia con la carga y las asimetrías del sistema.

Con el objetivo de considerar este cambio, la referencia [121] proporciona una fórmula para la estimación de un valor razonable de k_{uE} (Tabla 3.5) como una función del factor típico de desequilibrio de corriente de cargas conectadas (c_i) así como de la asimetría de la red, expresada como ratio $Z_{12,i} / Z_{1,i}$ [29]:

$$k_{uE} = \frac{c_i^\alpha}{c_i^\alpha + \left(\frac{Z_{12,i}}{Z_{1,i}} \right)^\alpha} \quad (3.13)$$

Tabla 3.5. Valores típicos para k_{uE} .

Clasificación según la norma IEC/TR 61000-3-13	Sistema de gran complejidad, líneas de transporte. Sistemas de distribución que alimentan áreas de densidad de carga elevada con líneas relativamente cortas	Mezcla de sistema de mallados con algunas líneas radiales, total o parcialmente transpuestas. Sistemas de distribución que alimentan áreas de densidad de carga elevada con líneas relativamente cortas	Sistemas de distribución radiales que alimentan áreas de densidad de carga media o baja con líneas relativamente cortas. Líneas parcialmente transpuestas
c_i [121]	0,10	0,10	0,10
$Z_{12,i} / Z_{1,i}$ [121]	0,02	0,05	0,08
k_{uE} [121]	0,90	0,73	0,58
k_{uE} [17]	0,80-0,90	0,60-0,80	0,50-0,60

Los niveles de planificación de desequilibrio para MT y AT se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Niveles de planificación y compatibilidad de desequilibrio de tensión para redes de BT, MT y AT.

Niveles de tensión	Niveles de compatibilidad [84] -C_u-	Niveles de planificación [17] -L_u-
BT	0,020	
MT		0,018
AT		0,014

3.4.2 Sistemas de BT

3.4.2.1 Gestión de compatibilidad electromagnética del sistema

El mismo enfoque para armónicos y flicker se usa para definir los límites de emisión de desequilibrio para grandes instalaciones trifásicas conectadas a BT [18]. Sin embargo, IEC [18] no trata la asignación de límites de emisión de desequilibrio para instalaciones monofásicas, puesto que la conexión física a la red se debería gestionar

por el DNO. El desequilibrio de tensión resultante de las asimetrías de impedancia de línea generalmente es despreciable en BT.

3.4.2.2 Normas de equipos conectados en BT

A pesar de que no hay un ensayo directo para establecer el desequilibrio de tensión causado por equipos monofásicos de generación distribuida conectados a la red de BT, diferentes normas locales [46] limitan su potencia nominal máxima (4,6-15 kVA) con el objetivo de evitar desequilibrios de tensión inaceptables.

3.5 Objetivos de emisión basados en normativa no IEC

Además de las prácticas para la asignación de objetivos descritas anteriormente de acuerdo a normas IEC, varios DNOs [122] han desarrollado su reglamentos de red propios (p. ej., DNO en España [123,124]), con prácticas de evaluación que a menudo se basan en el enfoque IEC, pero que también incluyen métodos simplificados e incorporan la experiencia práctica. Las guías alemanas [125,126] y españolas [127] para la conexión de generación distribuida a las redes de MT son ejemplos relevantes de estos reglamentos específicos.

De igual manera, es de interés mencionar dos iniciativas recientes de normalización a nivel europeo: EN 50438 [128] y EN 50549-x [129,130] las cuales aunque se basan en normas IEC, tienen sus propios valores, por razones prácticas y típicas, habiendo sido adoptadas como normas europeas y nacionales.

CAPÍTULO 4

Índices y objetivos de calidad de potencia para instalaciones perturbadoras y generación distribuida

4.1 Introducción

Las perturbaciones causadas por los sistemas FVs en el sistema de potencia son variantes en el tiempo debido a los cambios continuos en la potencia de salida FV. Este capítulo va a presentar los índices y objetivos de calidad de potencia en relación a las siguientes perturbaciones:

- Armónicos [43-45,47-49].
- Flicker [43,50-52].
- Desequilibrio [43,45,46].
- Variaciones lentas de tensión [26,45,107,131-133].

Estos cambios a menudo suceden rápidamente de una forma aleatoria o no determinista [56,70,134]. Es por ello que este comportamiento requiere un tratamiento estadístico para cuantificar la magnitud de la perturbación resultante. Además, las perturbaciones causadas por sistemas FVs también se pueden incrementar/disminuir por los frecuentes cambios en la configuración del sistema de potencia [44,55,75,90,94,95].

En este escenario, el uso de índices de calidad de potencia es el medio más útil y

eficaz para cuantificar los fenómenos complejos de la forma de onda en el dominio del tiempo y de la frecuencia mediante un número simple.

Los índices de calidad de potencia pueden referirse tanto al POC de un usuario individual (índice de sitio) o a la totalidad del sistema (índice de sistema). Mientras que el tratamiento estadístico de los índices de sitio requiere la recogida de observaciones a lo largo del tiempo, para los índices de sistema se necesita también la recogida de observaciones en diferentes sitios. El índice de sistema puede servir como una métrica de mejora sólo para la totalidad del sistema y no se destina como un indicador exhaustivo de calidad de potencia para cada usuario.

En este aspecto, aunque la presencia de un sistema FV puede influir sobre los niveles de calidad de potencia en todos los puntos de conexión [135], el impacto de esos niveles se evalúa mediante el uso del índice de sitio [15-18,40].

La obtención del índice de sitio para una perturbación presenta normalmente los siguientes pasos:

- Obtener la perturbación sobre una ventana de tiempo dada. El intervalo de tiempo básico para armónicos [42,136], flicker [42,137], desequilibrio [42] y variaciones lentas [42] de tensión es una ventana de 10(12) ciclos para 50 Hz (60 Hz).
- Obtener el índice de sitio a partir del espectro sobre un periodo de observación mayor (p. ej., un periodo de un día o una semana), debido al carácter no estacionario en el tiempo de la perturbación.

Se requieren técnicas de agregación de datos para la magnitud de la perturbación, tanto para la reducción de datos que se deben almacenar/gestionar, como para facilitar su interpretación. Así, se llevan a cabo agregaciones sucesivas de la magnitud de la perturbación sobre el intervalo de 0,2 s. Normalmente, se consideran tres categorías de agregación de tiempo:

- Intervalo muy corto (3 s).
- Intervalo corto (10 min).
- Intervalo largo (2 h).

Los valores de la perturbación obtenidos en los periodos de observación son posteriormente procesados para obtener su caracterización estadística mediante

funciones de densidad de probabilidad (PDF) y funciones de distribución acumulada (CDF, Cumulative Distribution Function). Se requiere una caracterización estadística para transformar una cantidad importante de datos en un único dato que lo represente de forma comprimida e interpretable. Así, las funciones de distribución anteriores son el fundamento para calcular los índices estadísticos de sitio (p. ej., la obtención de percentiles y valores medios o máximos).

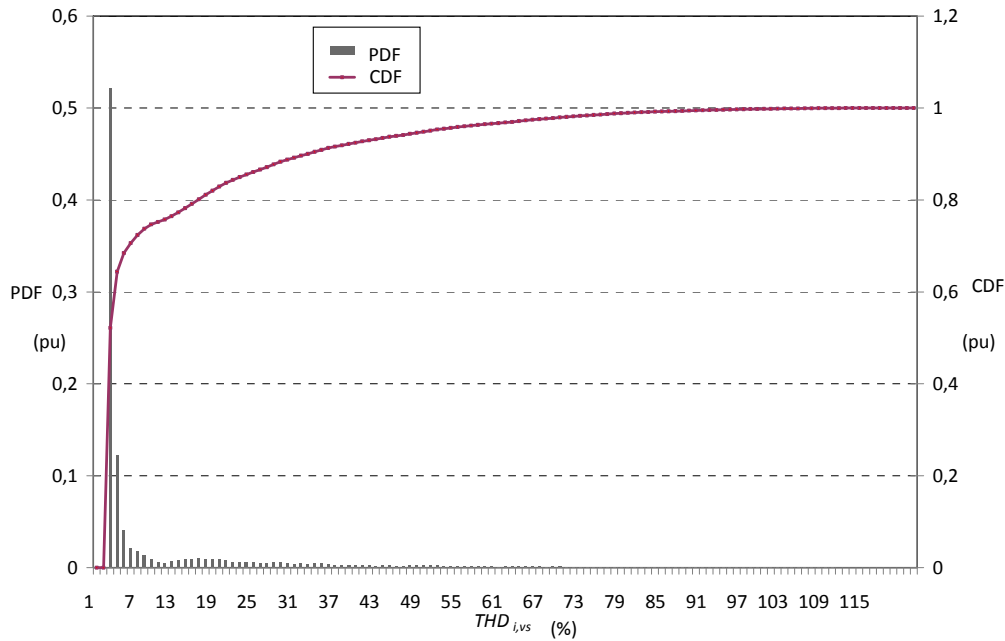


Figura 4.1. Ejemplo de PDF y CDF para medidas de $THD_{i,vs}$ en una semana.

Las normas típicamente se refieren al percentil diario o semanal 95 (99) (máximo) de una perturbación como su índice de sitio.

4.2 Armónicos

Las corrientes armónicas en los inversores en fuente de corriente surgen principalmente debido a dos causas. Primero, está el armónico de disparo y su ancho de banda contiguo. La segunda fuente de armónicos, y la más importante, está relacionada con el grado en que los algoritmos de control de disparo del inversor fallan al producir una corriente sinusoidal perfecta.

El control del inversor normalmente incluye un seguidor del punto de máxima potencia, un control de tensión FV para ajustar la tensión de entrada del inversor a la tensión del punto de máxima potencia y el control para generar la corriente alterna sinusoidal. Los diferentes circuitos de control se organizan con un control en cascada con algunos lazos de control unidos para eliminar las perturbaciones.

Normalmente, a entradas de potencia bajas en el inversor FV (<10%), los circuitos de control y los sensores, independientemente de la estrategia de control y la tecnología del inversor, no son capaces de generar una corriente de salida sinusoidal [66,67]. Los factores que juegan un papel principal en este comportamiento se dan en [138,139], siendo:

- El tiempo muerto.
- La demora en los circuitos de control de puerta.
- Los retrasos de encendido y apagado.
- Los efectos de la capacidad parásita.
- La caída de tensión en los dispositivos de conmutación, etc.

Para entradas de potencia altas, la estrategia de control del inversor tiene poco impacto en relación con las emisiones de corriente armónica.

4.2.1 Índices

Los armónicos se pueden caracterizar por medio de diferentes variables [15,18,22,25,38,42,59,136,140,141], tales como (anexo 3):

- Distorsión armónica total de X (THD_X), (X : I [corriente] o U [tensión]).
- Valor eficaz individual de X para el armónico h -ésimo (X_h).
- Distorsión total de fase de X (TPD_X).
- Distorsión total de demanda de X (TDD_X) [19].

Finalmente, solo las variables THD_X y X_h han sido sugeridas por las principales normas para caracterizar los armónicos [15,18,22,42,136].

El concepto de descomposición armónica para obtener el espectro armónico en un tiempo dado se puede aplicar sólo a formas de onda periódicas. Sin embargo, las tensiones y corrientes armónicas en el sistema de potencia cambian constantemente en el tiempo. La forma pragmática de tratar esta variación temporal es extender la ventana de captura a lo largo del tiempo para capturar su variación.

El procedimiento casi exclusivamente usado para la medida de armónicos utiliza la transformada rápida de Fourier (FFT, Fast Fourier Transform) (anexo 3). Las normas IEC 61000-4-7 [136] y 61000-4-30 [42] definen el método para la obtención del índice

de sitio de armónicos por medio de los dos pasos anteriormente presentados:

- Obtener el espectro armónico sobre un intervalo de tiempo básico, es decir, mediante una ventana de 10 (12) ciclos.
- Obtener el índice de sitio a partir del espectro armónico sobre el periodo de tiempo dado usando técnicas de agregación de datos.

La Tabla 4.1 presenta la comparación de índices de corriente armónica de varias normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

En relación con los equipos y cargas perturbadoras, la Tabla 4.1 muestra una notable diferencia entre índices y periodos de valoración propuestos para grandes cargas perturbadoras en BT, MT y AT [15,18,19] y aquellos sugeridos para equipos conectados en BT [22,25,38]. Así, las normas IEC/TR 61000-3-14/6 [15,18] e IEEE P519.1/D9a [19] proponen como índice el percentil diario 99 (periodo de valoración mínimo de un día) para valores de 3 s y 10 min [15]. El uso de percentil 99, en lugar del valor máximo, evita que este valor esté inflado por transitorios.

Sin embargo, el periodo de valoración para equipos en BT es más pequeño. Además, se usa como índice casi siempre el percentil 100 sobre valores de 1,5 s (10 s) (op: observación periódica). Para niveles de MT, la mayor diferencia entre las normas es el uso de un índice diferente para el intervalo de tiempo corto. Así, la norma IEEE P519.1/D9a [19] propone el índice $I_{h,sh,99d}$ mientras la norma IEC/TR 61000-3-6 [15] sugiere el índice $I_{h,sh,95w}$.

Para sistemas de generación distribuida, los índices de la norma IEEE 1547 [21] se refieren a la norma IEEE P519.1/D9a [19]. Los índices de la norma IEC/TR 61000-3-15 [40] también se refieren a las normas de equipos correspondientes [22,23], excepto para redes con distorsión de tensión donde se sugiere otro índice (THD_U).

La norma IEC 61400-21 [57] determina para generación distribuida eólica que los valores de emisión de corriente armónica se deberán clasificar en 10 intervalos de potencia activa.

Tabla 4.1. Comparación de índices de corriente armónica en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Norma /Documento		IEC 61000-3-2 [22]	IEC 61000-3-12 [25]	IEC/TS 61000-3-4 [38]	IEC/TR 61000-3-14 [18]	IEC/TR 61000-3-6 [15]	IEEE P519.1/D9a [19]	IEC/TR 61000-3-15 [40]		IEC 61400-21 [57]				
Propósito		Límites para equipos en BT (corriente de entrada por fase)		Límites para equipos en BT (corriente de entrada por fase >16 A)	Niveles de planificación de instalaciones perturbadoras en BT	Niveles de planificación de cargas perturbadoras en MT-MAT	Prácticas recomendadas en sistemas eléctricos de potencia (desde BT a MAT)	Límites para sistemas de GD en redes de BT (< 75A)		Medición y evaluación de características de calidad de potencia para generación distribuida eólica				
		≤ 16 A	> 16 A y ≤ 75 A											
Índices / valoración	Intervalo muy corto (3 s)				$I_{h,vs,99wd}^{[f,g]}$ valor del percentil diario 99		$I_{h,vs,99d}^{[g]} + TDD_{Ih,99d}^{[g]}$ valor diario 99			$I_{h,sh,100po} + THD_{Ish,100po}$ para 10 intervalos de potencia activa / 100% observación-valor del percentil del periodo				
	Intervalo corto (10 min)				$I_{h,sh,95w}$ valor del percentil semanal 95		$I_{h,sh,99d}^{[g]} + TDD_{Ish,99d}^{[g]}$ valor diario 99							
	Otros	$I_{h,op,100op}$ /100% observación- valor del percentil del periodo			$I_{h,op,100op}$ /100% observación- valor del periodo $I_{h,10 s,100op}^{[c]}$ /100% observación- valor del periodo $I_{h,op,100op}^{[c,d]}$ /10% observación- valor del periodo		$I_{h,60 min,95d} + TDD_{I60 min,95d}$ valor diario 95		Redes ideales	Redes con distorsión en tensión				
		$I_{h,1,5 s,100op}^{[a]}$ /100% observación- valor del percentil del periodo $I_{h,1,5 s,100op}^{[b]}$ /10% observación- valor del percentil del periodo							IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-12	$THD_{U,op,100op}$ / 100% observación -valor del periodo				
Periodo de evaluación estadística		Tiempo de observación: A lo largo del ciclo (≥ 2,5 min)			Tiempo de observación: A lo largo del ciclo (≥ 2,5 min)		Una semana mínimo		Un día / Una semana mejor	IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-12	Periodo de observación : GD a plena potencia y estable	Periodo de observación adecuado para reunir 9 series de 10 minutos en cada intervalo de potencia		
Método de medida		IEC 61000-4-7			IEC 61000-4-7			IEC 61000-4-7		No se especifica método		IEC 61000-4-7		IEC 61000-4-7
Condiciones de test de red o fuente		V_h según IEC 61000-4-7			U_h según IEC 61000-4-7					U_h en IEC 61000-4-7		$THD_U < 4\%$		$THD_U < 4\%$

Observaciones	[a] Factor 1,5 permitido
	[b] Factor 2 permitido
	[c] Factor 1,5 permitido
	[d] Armónicos pares desde 2º hasta 10º; Armónicos impares desde 3º hasta 19º
	[f] Factor $k_{h,vs} = 1,3 + (0,7/45) \cdot (h-5)$ permitido
	[g] Índice de tiempo muy corto se requiere para las instalaciones que tienen un impacto significativo en el sistema (p. ej., $S/S_{sc,i}$ con alta relación)

Los objetivos propuestos de armónicos en corriente de los sistemas fotovoltaicos se muestran en negrita - **pequeños sistemas FVs de BT** - y subrayado en negrita - **grandes sistemas FVs en BT (MT)** -

4.2.2 Objetivos

Las Tablas 4.2 y A4.1 (anexo 4) presentan la comparación de objetivos de corriente armónica de varias normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Centrándose en los objetivos para equipos y cargas perturbadoras, se muestra una diferencia notable de objetivos entre el nivel de MT y AT [15,19] y el nivel de BT (equipos [22,25,38] e instalaciones perturbadoras [18]). Así los objetivos de este primer grupo (MT y AT) (por ejemplo TDD_I : 2,5%–20%) son más estrictos que en el nivel de BT (por ejemplo THD_I : 13%–70%).

Particularizando en el nivel de BT (≤ 16 A), los objetivos de corriente armónica de la norma IEEE P519.1/D9a [19] son más estrictos que en la norma IEC correspondiente [22]. Por el contrario, en el nivel de MT y para una baja ratio entre la potencia agregada del sistema i y la potencia de cortocircuito en el POC del sistema i ($S_i/S_{sc,i}$) (p. ej., $0,2\% < S_i/S_{sc,i} \leq 1\%$), la norma IEC/TR 61000-3-6 [15] recomienda unos objetivos de corriente armónica dos veces más severos que los propuestos en la norma IEEE P519.1/D9a [19], (p. ej., 6–8% de THD_I frente al 15,0% de TDD_I). Para una mayor ratio de $S_i/S_{sc,i}$ ambos objetivos tienden a estar más próximos.

El objetivo de corriente armónica para equipos y cargas perturbadoras en general disminuye a medida que crece la ratio entre la potencia agregada del equipo o instalación (S_i) frente la potencia de cortocircuito en el POC del sistema ($S_{sc,i}$).

En este contexto, los objetivos de corriente armónica para un sistema FV se especifican en el capítulo 3 [58] a partir de la adaptación del procedimiento IEC de instalaciones perturbadoras en BT [18] y MT [15].

Obviamente, los objetivos para armónicos en el nivel de muy alta tensión (MAT) no están directamente relacionados con la inmunidad del equipamiento porque los usuarios finales no están directamente conectados en este nivel. Los objetivos para las perturbaciones en el nivel de MAT están orientados a coordinar los niveles de perturbación entre los diferentes niveles de tensión.

Tabla 4.2. Comparación de objetivos de corriente armónica (I_h , THD_I o TDD_I) en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Norma /Documento		IEC 61000-3-2 [22] [a]	IEC/TS 61000-3-4 [38] ^[a]		IEC 61000-3-12 [25] [a]	IEC/TR 61000-3-14 [18]	IEEE P519.1/D9a [19]	(IEEE 1547 [21] ^[n])			IEC/TR 61000-3-15 [40]		
			ETAPA 1 ^[b]	ETAPA 2 ^[b]									
Objetivos BT	$S_f/S_{sc,i}$		$S_f/S_{sc,i} < 3,03\%$	$0,17\% \leq S_f/S_{sc,i}$ $S_f/S_{sc,i} < 1,52\%$	$0,28\% \leq S_f/S_{sc,i}$ $S_f/S_{sc,i} < 3\%$		Los objetivos se muestran en el nivel de MT						
	Nivel de tensión	$U \leq 1$ kV	$U \leq 600$ V		$U \leq 690$ V	$U \leq 1$ kV						$U \leq 1$ kV	
	Orden	Tipicamente $h \leq 40$	Tipicamente $h \leq 40$	Tipicamente $h \leq 40$	Tipicamente $h \leq 40$	Tipicamente $h \leq 50$						Tipicamente $h \leq 50$	
	Impar	(p. ej. 7% para $h=5$)	(p. ej. 10.7% para $h=5$)	(p. ej. 14%–60% para $h=5$)	(p. ej. 10,7%–40% para $h=5$)	Objetivos en el procedimiento de [18]						No especifica	
	Par												
	THD_I	No especificado	No especificado	16%–70% ^[d]	13%–48% ^[d]	No especificado						5% ^[e]	
Norma/Documento						IEC/TR 61000-3-6 [9]							
Objetivos MT	Nivel de tensión	No aplicable	No aplicable	No aplicable	$1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$			$120 \text{ V} \leq U \leq 69 \text{ kV}$					No aplicable
	$S_f/S_{sc,i}$				ETAPA 1 $S_f/S_{sc,i} < 0,2\%$	$S_f/S_{sc,i} < 1\%$ ^[e] $S_f/S_{sc,i} \geq 0,2\%$ ^[e]	$S_f/S_{sc,i} \geq 1\%$	$S_f/S_{sc,i} > 5\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 5\%$ $S_f/S_{sc,i} > 2\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 2\%$ $S_f/S_{sc,i} > 1\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 1\%$ $S_f/S_{sc,i} > 0,1\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 0,1\%$	
	Orden				Tipicamente $h \leq 50$			Tipicamente $h \leq 35$					
	Impar				Evaluación no requerida	(p. ej. 5% para $h=5$)	Objetivos en el procedimiento de [9] (Capítulo 2)	(p. ej., 4% ^[f] para $h=5$)	(p. ej., 7% para $h=5$)	(p. ej., 10% para $h=5$)	(p. ej., 12% para $h=5$)	(p. ej., 15% para $h=5$)	
	Par							5% ^[e, f]	8% ^[e]	12% ^[e]	15% ^[e]	20% ^[e]	
	TDD_I				5% ^[e, f]	8% ^[e]	12% ^[e]	15% ^[e]	20% ^[e]				
Objetivos AT-MAT	Nivel de tensión	No aplicable	No aplicable	No aplicable	$35 \text{ kV} \leq U$			$69 \text{ kV} \leq U \leq 161 \text{ kV}$					No aplicable
	Orden				Tipicamente $h \leq 50$			Tipicamente $h \leq 35$					
	Impar				Evaluación no requerida	Objetivos en el procedimiento de [9]	(p. ej., 2% ^[f] para $h=5$)	(p. ej., 3,5% para $h=5$)	(p. ej., 5% para $h=5$)	(p. ej., 6% para $h=5$)	(p. ej., 7,5% para $h=5$)		
	Par						2,5% ^[e, f]	4% ^[e]	6% ^[e]	7,5% ^[e]	10% ^[e]		
	TDD_I				2,5% ^[e, f]	4% ^[e]	6% ^[e]	7,5% ^[e]	10% ^[e]				

Observaciones

[a] IEC 61000-3-(2)(4)(12) establece las condiciones de la prueba, es decir, la potencia de salida en función del tiempo, para la medición de corrientes armónicas asociadas con algunos tipos de equipos

[b] Corriente de entrada por fase < 75 A

[c] $S_i < 1$ MVA

[d] Valores de THD_I

[e] Valores de TDD_I

[f] Conjunto de objetivos para algunos sistemas de GD (la norma IEEE 1547 [14]) sin tener en cuenta la ratio $S_i/S_{sc,i}$

[g] Valor de THD_U

Los objetivos propuestos de armónicos en corriente de los sistemas FVs se muestran en negrita - **pequeños sistemas FVs de BT** - y subrayado en negrita - **grandes sistemas FVs en BT (MT)** - El procedimiento matemático específico para asignar objetivos de grandes sistemas FVs en BT (MT) se presenta en [58]

4.3 Flicker

El fenómeno de flicker se percibe cuando un usuario observa una inestabilidad de sensación visual inducida por un estímulo luminoso que fluctúa con el tiempo. Las fluctuaciones de tensión causan cambios de la luminancia de las lámparas las cuales pueden crear este fenómeno visual.

La evaluación del flicker ha sido estandarizada por medio de un algoritmo que se debe incluir en cada instrumento de medida (flickermeter). El método de medida viene establecido por las normas IEC 61000-4-15 [137] y 61000-4-30 [42] (anexo 5). El valor de flicker se obtiene a partir de un análisis estadístico de los valores de flicker instantáneos en una forma que modela el comportamiento de las lámparas incandescentes y nuestra observación de las variaciones de intensidad de luz [41].

La evaluación del flicker [42,137] está caracterizada por medio de dos variables que determinan la severidad de esta perturbación (anexo 3):

- Flicker de corta duración (P_{st} , valor de 10 min).
- Flicker de larga duración (P_{lt} , valor de 2 h). A partir de los valores de 10 min, se calcula el flicker de larga duración (P_{lt} , valor de 2 h).

4.3.1 Índices

La Tabla 4.3 presenta la comparación de índices de flicker de varias normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida. El índice que se usa normalmente para grandes instalaciones fluctuantes corresponde al percentil semanal 95 de P_{st} o P_{lt} . Para equipos conectados en BT el índice que se recomienda corresponde al percentil 100 del periodo de observación. Puesto que los valores de P_{lt} y P_{st} están a menudo correlacionados por un factor casi constante, la norma IEC/TR 61000-3-15 [40] establece que el índice más importante es el relacionado con la variable P_{st} .

Tabla 4.3. Comparación de índices de flicker en las normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Norma/Documento		IEC 61000-3-3 [23]	IEC/TRF 61000-3-11[24]	IEC/TS 61000-3-5 [39]	IEC/TR 61000-3-14 [18]	IEC/TR 61000-3-7 [16]	IEC/TR 61000-3-15 [40]
Propósito		Límites para equipos en BT (corriente de salida por fase)		Límites para equipos en BT (corriente de salida por fase >75 A)	Niveles de planificación de instalaciones fluctuantes en BT	Niveles de planificación de instalaciones fluctuantes en MT (MAT)	Límites para sistemas de GD en redes de BT
		≤16 A	>16 A y ≤ 75 A				
Índices / valoración	Corta duración (10 min)	$P_{st,100op}$ 100% observación- valor del percentil en el periodo		$P_{st,100op}$ 100% observación- valor del percentil en el periodo	$P_{st,95w}$ y $P_{st,99w}$ <u>valor del percentil semanal 95 y 99</u> [a] [b]		$P_{st,100op}$ 100% observación- valor del percentil del periodo
	Larga duración (2 h)	$P_{lt,100op}$ 100% observación- valor del percentil en el periodo		$P_{lt,100op}$ 100% observación- valor del percentil en el periodo	$P_{lt,95w}$ <u>valor del percentil semanal 95</u>		
Periodo de evaluación estadística		Periodo de observación: 10 min para $P_{st,100op}$; 2 h para $P_{lt,100op}$		Periodo de observación: 10 min para $P_{st,100op}$; 2h para $P_{lt,100op}$	<u>Una semana</u>		Periodo de observación: 10 min
Método de medida		IEC 61000-4-15		IEC 61000-4-15	IEC 61000-4-15		IEC 61000-4-15
Red/Condiciones de la fuente		$P_{st} < 0,4$		$P_{st} < 0,4$			$P_{st} < 0,4$

Observaciones [a] Factor k_{st} 1–1,5 permitido

[b] El percentil semanal 95 es el índice más usado pero la relación entre ellos debe de ser menor que 1,3

Los índices propuestos de flicker en sistemas FVs se muestran en negrita - **pequeños sistemas FVs de BT** - y subrayado en negrita - **grandes sistemas FVs en BT (MT)** -

4.3.2 Objetivos

La Tabla 4.4 presenta la comparación de objetivos de flicker de varias normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida. El objetivo de emisión establecido para los equipos en BT [23,24,39] persigue limitar P_{st} a 1 y P_{lt} a 0,65 para una impedancia del sistema máxima. Sin embargo, el objetivo de unidades de generación distribuida exportadoras es mucho más estricto ($P_{st} < 0,5$) [40]. Para instalaciones fluctuantes en BT (MT) [18,16], el objetivo de flicker disminuye a medida que crece la ratio entre la potencia agregada de la instalación (S_i) y la capacidad de alimentación total del sistema considerado de BT (MT) S_{iL} (S_{iM}).

En este contexto, los objetivos de flicker para un sistema FV han sido establecidos en el capítulo 3 [58] a partir de la adaptación del procedimiento IEC para instalaciones fluctuantes en BT [18] y MT [16].

Tabla 4.4. Comparación de objetivos de flicker P_{st} y P_{lt} en las normas para equipos e instalaciones en BT, instalaciones fluctuantes conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Norma/ Documento		IEC 61000-3-3 [23] ^[a]	IEC/TS 61000-3-5 [39] ^[a]		IEC/TRF 61000-3-11 [24] ^[a]	IEC/TR 61000-3-14 [18]	IEC/TR 61000-3-15 [40]	
Objetivo BT	P_{st}	1,00	≤ 75	$> 75 \text{ A}$	$1,00*(Z_{ref}/Z_{test})^{[b]}$	<u>Objetivos en el procedimiento [18]</u>	0,5	
	$1,00*(Z_{ref}/Z_{test})^{[b]}$		$(S_i/S_{TR})^{(1/3)}$					
	P_{lt}	0,65	$0,65*(Z_{ref}/Z_{test})^{[b]}$	$0,65*P_{st}$	$0,65*(Z_{ref}/Z_{test})^{[b]}$			
Norma/ Documento		No aplicable	No aplicable		No aplicable	IEC/TR 61000-3-7 [16]	No aplicable	
Objetivo MT	Nivel de Tensión					1 kV ≤ U ≤ 35 kV		
						Clientes con baja potencia agregada		ETAPA 2
	P_{st}					<u>0,35</u>		<u>Objetivos en el procedimiento de [16]</u>
	P_{lt}					<u>0,25</u>		
Observaciones		^[a] IEC 61000-3-3/5/11 condiciones del conjunto de, p. ej., potencia de salida versus tiempo ^[b] Cuando Z_{ref} (referencia de impedancia para el test) es diferente de Z_{test} (actual test de impedancia)						

Los objetivos de flicker sugeridos para sistemas FVs se muestran en negrita - **pequeños sistemas FVs en BT** - y subrayado en negrita - **sistemas FVs en BT (MT)** - ; Un procedimiento específico matemático para asignar objetivos a grandes plantas FVs en BT (MT) se presenta en [58].

4.4 Desequilibrio

El desequilibrio es la condición en un sistema polifásico consistente en que los valores eficaces de las tensiones de fase (componente fundamental, es decir, armónico de orden $h=1$), y/o los ángulos de fase entre las tensiones consecutivas, no son todos iguales [17].

Los desequilibrios se pueden caracterizar normalmente por medio de diferentes variables [18,17,42,59,141] tales como (anexo 3):

- Desequilibrio de tensión para la componente homopolar ($\xi_1^{U_0}$). Se define como la ratio de la componente homopolar ($\vec{U}_{h=1}^0$) frente a la componente directa ($\vec{U}_{h=1}^1$).
- Desequilibrio de tensión para la componente inversa (ξ_1^U). Se define como la ratio de la componente inversa ($\vec{U}_{h=1}^2$) frente a la componente directa ($\vec{U}_{h=1}^1$).

Esta última variable ha sido considerada normalmente puesto que es la ratio de mayor interés [17].

Puesto que en las definiciones previas sólo se tiene en cuenta la componente fundamental de la tensión, se deberán eliminar todas las componentes armónicas restantes, por ejemplo usando un algoritmo FFT.

El procesamiento de datos requerido en el método de medida de desequilibrios, para la obtención de índices, se define de forma similar al caso de armónicos. Es decir, a partir de los valores promediados en 0,2 s se obtienen los siguientes valores:

- Valores de tiempo muy corto (3 s) ($\xi_{1,vs}^U$).
- Valores de tiempo corto (10 min) ($\xi_{1,sh}^U$).
- Valores de tiempo largo (2 h) ($\xi_{1,2-h}^U$).

Recientemente, se han propuesto nuevas variables para medir el desequilibrio en sistemas trifásicos sujetos a distorsión armónica. Estos sistemas, con desequilibrios y distorsiones de forma de onda en cada orden armónico [142,143], requieren de nuevos indicadores que se muestran a continuación:

- Desequilibrio de fase total de X (TPU_X) (X : I – [corriente]- o U – [tensión]).
- Desequilibrio para el armónico h -ésimo de componente inversa (ξ_h^X) u homopolar ($\xi_h^{X_0}$): ($\xi_h^X = |\bar{X}_h^2 / \bar{X}_1^1|$ y $\xi_h^{X_0} = |\bar{X}_h^0 / \bar{X}_1^1|$).

4.4.1 Índices

La Tabla 4.5 presenta la comparación de índices de desequilibrio de tensión/corriente de varias normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT. No hay normas que establezcan el desequilibrio para equipos en BT. Los índices comúnmente usados corresponden con el percentil semanal 99 ($\xi_{1,vs}^U$ o $\xi_{h,vs}^I \left\{ = f(\xi_{1,vs}^U) \right\}$) y el percentil semanal 95 ($\xi_{1,sh}^U$ o $\xi_{h,sh}^I \left\{ = f(\xi_{1,sh}^U) \right\}$).

Tabla 4.5. Comparación de índices de desequilibrios de tensión/corriente en las normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT.

Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-14 [18]	IEC/TR 61000-3-13 [17]	IEC/TR 61000-3-15 [40]
Propósito		Niveles indicativos de planificación de las instalaciones desequilibradas en BT	Niveles indicativos de planificación de las instalaciones desequilibradas en MT (MAT)	Límites para sistemas de GD en redes en BT
Índices / valoración	Intervalo muy corto (3 s)	$\xi_{1,vs,99w}^U$ o $\xi_{h,vs,99w}^I \left\{ = f(\xi_{1,vs,99w}^U) \right\}$ valor del percentil semanal 99 [a, b]		
	Intervalo corto (10 min)	$\xi_{1,sh,95w}^U$ o $\xi_{h,sh,95w}^I \left\{ = f(\xi_{1,sh,95w}^U) \right\}$ valor del percentil semanal 95		$\xi_{1,sh,100op}^U$
Periodo de evaluación estadística		Una semana		Periodo de observación: >10 min, GD máxima potencia y estabilidad
Método de medida		IEC 61000-4-30		IEC 61000-4-30
Observaciones		[a] Factor $k_{u,vs}$ 1,25-2 permitido [b] El índice de tiempo muy corto se requiere para instalaciones que tienen un impacto significativo en el sistema ($S_i/S_{sc,i}$ alta relación)		

Los índices de desequilibrios sugeridos para grandes sistemas FVs en BT (MT) se muestran **en negrita y subrayado**

4.4.2 Objetivos

La Tabla 4.6 presenta la comparación de objetivos de desequilibrio de tensión de varias normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT. Para instalaciones desequilibradas en BT (MT) [18,17], el objetivo de desequilibrio de tensión decrece a medida que crece la ratio entre la potencia agregada de la instalación (S_i) y la capacidad de alimentación total del sistema

considerado en BT (MT) $S_{tL}(S_{tM})$.

Tabla 4.6. Comparación de objetivos de desequilibrios de tensión ($\xi_{1,sh}^U$ y $\xi_{1,vs}^U$) en las normas para sistemas de generación distribuida e instalaciones desequilibradas conectadas en BT, MT y AT.

Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-14 [18]		IEC/TR 61000-3-15 [40]
Objetivos BT	Nivel de tensión	U ≤ 1 kV		U ≤ 1 kV
	$\xi_{1,vs}^U$	<u>Objetivos en el procedimiento de [18]</u>		No especificado
	$\xi_{1,sh}^U$			
Norma/Documento		IEC/TR 61000-3-13[17]		No aplicable
Objetivos MT	Nivel de tensión	1 kV ≤ U ≤ 35 kV		
	$S_i/S_{sc,i}$	$S/S_{sc,i} < 0,2\%$	$S_i/S_{sc,i} \geq 0,2\%$	
	$\xi_{1,vs}^U$	<u>Evaluación no requerida</u>	<u>Objetivos en el procedimiento de [17]</u>	
	$\xi_{1,sh}^U$			

Los objetivos de desequilibrios sugeridos para sistemas FVs en BT (MT) se muestran **en negrita y subrayado**. Un procedimiento específico matemático para asignar objetivos a grandes plantas FVs de BT (MT) se presenta en [58].

En este contexto, los objetivos de desequilibrio de tensión para un sistema FV en BT (MT) han sido establecidos en el capítulo 3 [58] a partir de la adaptación del procedimiento IEC para instalaciones desequilibradas en BT [18] y MT [17].

4.5 Variación lenta de tensión

La variación lenta de tensión generalmente está caracterizada por la variable magnitud de tensión eficaz (U_{RMS}) [42,144,145]. El índice que se usa típicamente es el percentil semanal 95 sobre valores promediados en 10 min [42,145]. Sin embargo, diferentes reglamentos nacionales [146] (p. ej., Noruega, Hungría, etc.) o normas [147] estipulan que la variación lenta de tensión suele ser medida con valores promediados cada minuto, es decir, $U_{RMS,1 \text{ min},95w}$. Puesto que también es necesaria la evaluación de valores mínimos en la variación [145], se debe considerar el índice $U_{RMS,1 \text{ min},05w}$.

El objetivo de variación máxima de tensión como consecuencia de la conexión/desconexión de un generador debe estar en el intervalo de 1-5% [46,148]. Sin embargo, dado que la variación lenta de tensión es el efecto agregado de instalaciones de generación y cargas en todos los nudos la red, los umbrales de $\pm 5/10\%$ son los objetivos más bajos/altos permitidos en la normativa [146,147,149,150]. Por ejemplo, las normas EN 50160 [145] y ANSI C84.1 [147] proponen un objetivo del $\pm 10\%$. Otras

normas nacionales establecen los siguientes objetivos [146]: $\pm 6\%$ en Australia, ± 7 en España, $\pm 7,5\%$ en Hungría y Portugal, etc.

CAPÍTULO 5

Procedimiento de medida y valoración de características de calidad de potencia en sistemas FVs

5.1 Introducción

Este capítulo presenta la metodología propuesta para asegurar uniformidad, consistencia y precisión en la medida y valoración de las características de calidad de potencia para sistemas FVs. Para ello se detallan los siguientes puntos:

- Definición de los parámetros característicos de calidad de potencia para sistemas FVs.
- Descripción del procedimiento de medida de calidad de potencia para sistemas FVs.
- Valoración de las medidas de calidad de potencia para sistemas FVs.

5.2 Parámetros característicos de calidad de potencia en sistemas FVs

La emisión de corriente armónica para pequeños sistemas FVs se debe caracterizar por los índices de corriente armónica de las normas IEC 61000-3-2/12 [22,25] (Tabla 4.1). Para grandes sistemas FVs en BT (MT), los índices de corriente armónica que deben aplicarse son los correspondientes a las normas IEC/TR 61000-3-14/6 [18,15] (Tabla 4.1). Adicionalmente, en este último caso, de acuerdo a la práctica propuesta en la norma [57], los valores de emisión de corriente armónica se deben previamente clasificar en los intervalos siguientes de potencia activa: 0–10, 10–20, ..., 90–100% P_n .

La emisión de flicker para pequeños sistemas FVs debe ser caracterizada mediante los índices propuestos en las normas IEC 61000-3-3/11 [23,24] (Tabla 4.3). Para grandes sistemas FVs en BT (MT), los índices que se deben emplear provienen de las normas IEC/TR 61000-3-14/7 [16,18] (Tabla 4.3).

La emisión de desequilibrio de tensión/corriente para grandes sistemas FVs de BT (MT) se debe caracterizar por los índices sugeridos en las normas IEC/TR 61000-3-13/14 [17,18] (Tabla 4.5).

En relación con el desequilibrio, hay que destacar que la presencia de un sistema FV grande en una línea de MT puede originar problemas de mal funcionamiento de la protección de la línea, por ejemplo debido a un desequilibrio armónico [59]. Por lo tanto, este desequilibrio para los sistemas FVs debe caracterizarse en las diferentes frecuencias armónicas. También, se recomienda la clasificación del desequilibrio en 10 intervalos de potencia activa, al igual que se ha establecido en el caso de armónicos.

La variación lenta de tensión para grandes sistemas FVs en BT (MT) debe estar caracterizada mediante los índices que corresponden a los percentiles semanal 5 y 95 de valores de tensión eficaz fundamental promediados en intervalos de 1 min ($U_{RMS,I min,05w}$, $U_{RMS,I min,95w}$).

5.3 Procedimiento de medida de calidad de potencia en sistemas FVs

El procedimiento de medida debe incluir las condiciones del ensayo, las características del equipo de medida y las medidas requeridas de calidad de potencia. El procedimiento de medida debe verificar las variables características de calidad de potencia bajo el rango completo de operación del sistema FV.

Los requerimientos de la fuente de ensayo para pequeños sistemas FVs deben ser acordes con las normas IEC 61000-3-2/12 [22,25] –caso de armónicos– (Tabla 4.1) y

las normas IEC 61000-3-3/11 [23,24] –caso de flicker– (Tabla 4.3). Los requerimientos de la red para sistemas FVs grandes en BT (MT) deben ser acordes con la norma IEC 61400-21 [57]. Así, mientras la unidad FV no está generando, los principales requerimientos en el POC se resumen en:

- THD_U debe ser menor que el 4% medido como valor de 10 min (Tabla 4.1).
- El desequilibrio de tensión deberá ser menor que el 2% medido como valor de 10 min.

El equipamiento de medida debe tener la precisión clase A definida en la norma IEC 61000-4-7 [136].

Las medidas de calidad de potencia requeridas, centrándose sólo en sistemas FVs grandes en BT (MT) son:

- Corriente armónica promediada en 3 s/10 min hasta el armónico de orden 50° (Tabla 4.1 y Tabla 4.2). La emisión de corriente armónica en grandes sistemas FVs se debe caracterizar por medio de los siguientes índices [69]: $I_{h,vs,99d}$, $I_{h,sh,95w}$, $THD_{I_{vs,99d}}$, y $THD_{I_{sh,95w}}$.
- Flicker de larga/corta duración (Tabla 4.3).
- Desequilibrio de corriente para la componente inversa, promediado en 3 s/10 min (Tabla 4.5). Se recomienda obtener esta ratio hasta el armónico de orden 50°.
- Tensión eficaz fundamental promediada en 1 min.

El anexo 5 detalla los requerimientos técnicos que debe tener el equipamiento necesario para realizar estas medidas [42,136,137].

Todas las medidas anteriores se deben recoger de forma continua durante una semana para que puedan ser establecidos los índices de calidad de potencia correspondientes de acuerdo a la sección 5.2. Las medidas en horas sin irradiancia (sistema FV sin operar) se deben eliminar con el objetivo de que los percentiles evaluados no sean distorsionados con medidas no determinadas por el sistema FV.

Puesto que los efectos térmicos de las perturbaciones en el sistema de potencia se relacionan con el nivel de perturbación mantenido sobre periodos de 10 min, más que con el nivel de perturbación mantenido en un tiempo corto (3 s) [19], el cual puede

influir sobre el mal funcionamiento de relés o dispositivos electrónicos [14,46], las medidas de tiempo corto sólo deberán ser requeridas cuando el sistema FV tenga un impacto significativo sobre el sistema de potencia [15,17,59].

5.4 Valoración de las medidas de calidad de potencia en sistemas FVs

El procedimiento para la valoración de las medidas de calidad de potencia en sistemas FVs requiere de la obtención previa de índices para caracterizar la perturbación, usando el procedimiento de medida ya descrito.

Para pequeños sistemas FVs, la emisión de corriente armónica debe cumplir los objetivos establecidos en las normas IEC 61000-3-2/12 [22,25] (Tabla 4.2), mientras que la emisión de flicker debe cumplir los objetivos establecidos en las normas IEC 61000-3-3/11 [24,25] (Tabla 4.4).

Centrándose de aquí en adelante en grandes sistemas FVs conectados en BT (MT), la emisión de corriente armónica de un sistema FV (I_h , con $h=1$ a 50) se debe limitar para cumplir con el objetivo de emisión de corriente armónica para dicho sistema FV i en su POC [58] ($E_{I_h i}$):

$$I_h \leq E_{I_h i} \quad (5.1)$$

Esta valoración, de acuerdo a la referencia [57], se debe llevar a cabo para los 10 intervalos de potencia activa nominal del sistema FV. La magnitud de las perturbaciones causadas por el sistema FV depende en gran medida del nivel de potencia de salida.

La emisión de flicker de un sistema FV (P_{st} , P_{lt}) se debe limitar para cumplir con el objetivo de emisión de flicker para dicho sistema FV i en su POC [58] ($E_{P_{st} i}$, $E_{P_{lt} i}$):

$$\begin{aligned} P_{st} &\leq E_{P_{st} i} \\ P_{lt} &\leq E_{P_{lt} i} \end{aligned} \quad (5.2)$$

La emisión de desequilibrio de corriente de un sistema FV (ξ_h^I , con $h=1$ a 50) se debe limitar para cumplir con el objetivo de emisión de desequilibrio de tensión para dicho sistema FV i en su POC [58] ($E_{\xi_1^U i} = E_{\xi_{h=1}^U i}$):

$$\xi_h^I \leq E_{\xi_h^I} = \frac{E_{\xi_1^U}}{Z_h^2} \quad (5.3)$$

El objetivo de emisión de desequilibrio en corriente, para el armónico h -ésimo ($E_{\xi_h^I}$), se puede obtener a partir del objetivo de emisión de desequilibrio en tensión ($E_{\xi_1^U}$) y la impedancia de red para la secuencia inversa en el orden de armónico h (Z_h^2), teniendo en cuenta que esta impedancia es aproximadamente igual a la impedancia del sistema de secuencia directa [32] ($Z_h^1 \approx f(S_{sc,i})$).

Como en el caso de los armónicos, se debería llevar a cabo esta valoración para los 10 intervalos de potencia activa nominal del sistema FV.

El cambio de tensión tras la conexión/desconexión de un sistema FV (ε) se debe limitar para cumplir con el objetivo del cambio de tensión resultante en la conexión/desconexión para dicho sistema FV i en su POC ($E_{\varepsilon i}$) [46,148]:

$$\varepsilon \leq E_{\varepsilon i} = \frac{100}{U_n^2} (R_{sc,i} \cdot P_n + X_{sc,i} \cdot Q_n) \quad (5.4)$$

donde:

- U_n : Tensión nominal del sistema considerado en BT (MT)
- P_n : Potencia activa nominal del sistema FV i
- Q_n : Potencia reactiva nominal del sistema FV i
- $R_{sc,i}$: Resistencia de cortocircuito en el POC de un sistema FV i
- $X_{sc,i}$: Reactancia de cortocircuito en el POC de un sistema FV i

CAPÍTULO 6

Premisas teóricas

Este capítulo presenta las premisas teóricas requeridas sobre las cuales se fundamenta la caracterización armónica que se realiza en los capítulos de resultados:

- Fundamentos sobre formas de onda armónica. Se presentan la definición de la potencia armónica así como la influencia que tiene la corriente armónica sobre la tensión armónica de fondo en la red.
- Fundamentos sobre modelos de regresión lineal múltiple. Se presentan el concepto de modelo de regresión lineal múltiple, las premisas requeridas sobre las cuales descansa este modelo, el concepto de contraste de hipótesis y los parámetros de significación.

6.1 Fundamentos sobre formas de onda armónica

6.1.1 Concepto de potencia armónica

La existencia cada vez más frecuente de corrientes y tensiones armónicas en el sistema de potencia crea la necesidad de una adecuada definición de las variables

potencia activa, reactiva y aparente que involucre corrientes y tensiones armónicas en aras a una caracterización más precisa del comportamiento del sistema de potencia.

La potencia aparente (S) se define como la suma vectorial de la potencia activa (P) y reactiva (Q). El valor de ésta viene dada en función de la tensión (U) y corriente (I) como:

$$S^2 = P^2 + Q^2 = U^2 \cdot I^2 \quad (6.1)$$

En un sistema trifásico, con tensiones y corrientes armónicas, la potencia activa P está constituida por la suma de un término de potencia fundamental P_1 y unos términos armónicos $P_H (= \sum_{h \neq 1} P_h)$. De igual forma, la potencia reactiva Q está constituida por una suma de diferentes términos.

Atendiendo al concepto de calidad de potencia, las tensiones y corrientes deben ser sinusoidales puras. Por tanto, las componentes armónicas de potencia, (p. ej., P_h) se consideran a menudo como contaminación electromagnética, siendo un subproducto del proceso de conversión de energía que tiene lugar en las cargas no lineales.

La metodología presentada en la referencia [151], basándose en el concepto de contaminación electromagnética, separa las componentes fundamentales de potencia activa y reactiva (P_1 y Q_1) del resto de componentes armónicas activa y reactiva (P_H y Q_H). Así, si se considera la descomposición de corrientes y tensiones en sus componentes armónicas, según las ecuaciones (A3.2) y (A3.1), se obtiene la siguiente descomposición para la tensión y corriente:

$$U^2 = U_1^2 + U_H^2; \quad U_H^2 = \sum_{h \neq 1} U_h^2 \quad (6.2)$$

$$I^2 = I_1^2 + I_H^2; \quad I_H^2 = \sum_{h \neq 1} I_h^2 \quad (6.3)$$

A partir de la definición de potencia aparente de la ecuación (6.1), y basándonos en las ecuaciones (6.2) y (6.3) se obtiene la ecuación (6.4) [151].

$$S^2 = U^2 \cdot I^2 = (U_1^2 + U_H^2)(I_1^2 + I_H^2) = (U_1 \cdot I_1)^2 + (U_1 \cdot I_H)^2 + (U_H \cdot I_1)^2 + (U_H \cdot I_H)^2 = S_1^2 + D_I^2 + D_U^2 + S_H^2 = S_1^2 + S_N^2 \quad (6.4)$$

El término S_1^2 de la ecuación (6.4) es el cuadrado de la potencia aparente fundamental

(60/50 Hz):

$$S_1 = (U_1 \cdot I_1) = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} \quad (6.5)$$

El término S_N^2 de la ecuación (6.4) constituyen el cuadrado de la potencia aparente no fundamental (no 50/60 Hz):

$$S_N = \sqrt{D_I^2 + D_U^2 + S_H^2} \quad (6.6)$$

El termino D_I es la potencia asociada a la corriente distorsionada. Esta potencia proporciona información útil sobre la cantidad de VA ligada a la distorsión de corriente:

$$D_I = U_1 \cdot I_H = U_1 \sqrt{\sum_{h \neq 1} I_h^2} \quad (6.7)$$

El termino D_U es la potencia asociada a la tensión distorsionada. Esta potencia proporciona información útil sobre la cantidad de VA ligada a la distorsión de tensión:

$$D_U = U_H \cdot I_1 = I_1 \sqrt{\sum_{h \neq 1} U_h^2} \quad (6.8)$$

El término S_H es la potencia aparente armónica:

$$S_H = U_H \cdot I_H = \sqrt{\sum_{h \neq 1} U_h^2 \sum_{h \neq 1} I_h^2} \quad (6.9)$$

Normalmente, el termino S_H es el menos significativo de la ecuación (6.6), y por tanto de S_N . Por el contrario, el término dominante es D_I .

El término de la potencia aparente armónica S_H contiene la potencia armónica activa P_H y la potencia de distorsión armónica D_H :

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + D_H^2} \quad (6.10)$$

donde:

$$P_H = \sum_{h \neq 1} P_h = \sum_{h \neq 1} U_h I_h \cos \theta_h \quad (6.11)$$

$$D_H = \sqrt{\left(\sum_{h \neq 1} U_h I_h \sin \theta_h \right)^2 + \sum_{m=1}^{u-1} \sum_{n=m+1}^u \left[(U_m I_n)^2 + (U_n I_m)^2 - 2 U_m I_n U_n I_m \cos(\theta_m - \theta_n) \right]} \quad (6.12)$$

El término de potencia aparente fundamental S_I es el término clave, por su papel fundamental en el flujo de potencia en el sistema eléctrico, al estar directamente relacionado con las potencias activa y reactiva fundamentales (P_I , Q_I). Es por tanto prioritario describir las potencias presentadas en la ecuaciones anteriores en función de este término. Así se tiene que:

$$THD_I = \frac{I_H}{I_1} = \sqrt{\sum_{h \neq 1} \frac{I_h^2}{I_1^2}} = \sqrt{\left(\frac{I}{I_1}\right)^2 - 1} \quad (6.13)$$

$$THD_U = \frac{U_H}{U_1} = \sqrt{\sum_{h \neq 1} \frac{U_h^2}{U_1^2}} = \sqrt{\left(\frac{U}{U_1}\right)^2 - 1} \quad (6.14)$$

A partir de las ecuaciones (6.13) y (6.14) se pueden expresar las ecuaciones (6.6) a (6.9) y (6.4) como:

$$D_I = U_1 \cdot I_H = S_1 \cdot \frac{U_1 \cdot I_H}{U_1 \cdot I_1} = S_1(THD_I) \quad (6.15)$$

$$D_U = U_H \cdot I_1 = S_1 \cdot \frac{U_H \cdot I_1}{U_1 \cdot I_1} = S_1(THD_U) \quad (6.16)$$

$$S_H = U_H \cdot I_H = S_1 \cdot \frac{U_H \cdot I_H}{U_1 \cdot I_1} = S_1(THD_U)(THD_I) \quad (6.17)$$

$$S_N = S_1 \cdot \sqrt{THD_I^2 + THD_U^2 + [(THD_U)(THD_I)]^2} \quad (6.18)$$

$$S^2 = S_1^2 \cdot \left\{ THD_I^2 + THD_U^2 + [(THD_U)(THD_I)]^2 + 1 \right\} \quad (6.19)$$

La Figura 6.1 muestra gráficamente la descomposición de la potencia aparente S en cinco términos de potencias: P_I , Q_I , D_I , D_U y S_H . Este método de descomposición se adaptó por la norma IEEE 1459-2010 [152]. Esta norma reserva el nombre de potencia reactiva solo para los términos Q_I y $Q_h = U_h \cdot I_h \cdot \sin(\theta_h)$.

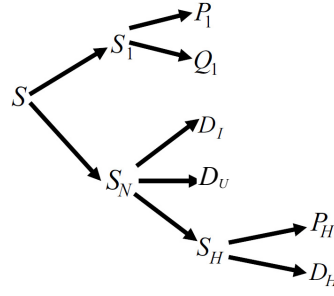


Figura 6.1. Descomposición de la potencia aparente en diferentes términos según la norma IEEE 1459-2010 [152].

6.1.2 Amplificación o atenuación de la tensión armónica de fondo presente en la red

La tensión armónica en el POC de un sistema FV $\vec{U}_{poc,h}$, en relación con la tensión armónica de fondo presente en la red $\vec{U}_{n,h}$, depende de dos factores (Figura 6.2). El factor más importante es el ángulo de fase θ_h de la corriente armónica FV $\vec{I}_{poc,h}$ en relación con la tensión armónica correspondiente $\vec{U}_{poc,h}$ [68]. El segundo es el ángulo de la impedancia armónica de alimentación (impedancia equivalente Thevenin $\vec{Z}_{s,h} \{=f(S_{sc})\}$) en el POC $\psi_{poc,h}$, el cual es dependiente de la frecuencia. Obviamente, la amplificación (atenuación) entre ambas tensiones armónicas depende del valor eficaz de la corriente armónica.

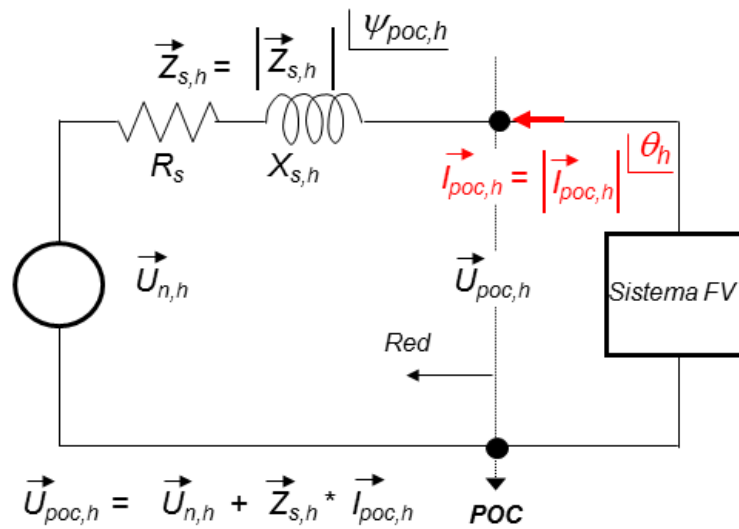


Figura 6.2. Equivalente de red para el análisis de armónicos simplificado.

6.2 Modelo de regresión lineal múltiple para un conjunto de datos

El análisis de regresión lineal es una técnica estadística utilizada para estudiar la relación entre diferentes variables. Tiene múltiples ámbitos de actuación, entre los cuales está la calidad de potencia para los sistemas eléctricos.

Tanto en el caso de la regresión lineal simple como múltiple, el análisis de regresión lineal se utiliza para explorar y cuantificar la relación entre una variable dependiente Y_i con j variables independientes (exploratorias) X_j . La relación entre ellas se obtiene por:

$$Y_i = B_0 + \sum_1^n B_{ij} X_j \quad i = 1..n \quad (6.20)$$

Los coeficientes no estandarizados B_{ij} indican el cambio medio correspondiente de cada variable dependiente por la unidad de cambio de la variable independiente. Estos coeficientes normalmente se estandarizan mediante la variable desviación típica ($\beta_{ij} = B_{ij} * (S_{Xj}/S_{Yi})$). Así, los coeficientes estandarizados (β_{ij}) permiten valorar la importancia relativa de cada variable independiente dentro del modelo de regresión múltiple:

$$y_i = \beta_0 + \sum_1^j \beta_{ij} x_j \quad i = 1..n \quad (6.21)$$

En general, una variable tiene tanto más peso (importancia) en el modelo de regresión cuanto mayor (en valor absoluto) sea su coeficiente de regresión estandarizado.

6.2.1 Supuestos para un modelo de regresión lineal

En un modelo de regresión lineal múltiple es crucial descubrir las variables explicativas que son estadísticamente significativas. El análisis de la varianza (ANOVA, Analysis of Variance) normalmente se usa para este propósito.

El análisis de la varianza ANOVA no solo determina el efecto principal de las contribuciones de cada variable independiente sino también identifica si hay un efecto de interacción significativa entre las variables independientes. El análisis ANOVA se puede presentar solo en términos del modelo lineal cuando se cumplen los siguientes supuestos acerca de la distribución de probabilidades [153]:

- Independencia a nivel de residuos. El estadístico Durbin-Watson (DW) proporciona información sobre el grado de independencia existente entre

residuos. Este estadístico puede oscilar entre 0 y 4, pudiendo asumir la independencia de los residuos cuando los valores se encuentran entre 1,5 y 2,5. El cálculo del estadístico se basa en la siguiente expresión:

$$DW = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2} \quad (6.22)$$

donde:

e_i : Diferencia entre el valor observado (y_i) y el valor modelado asociado ($\hat{y}_i$).

- Normalidad de los residuos. Los residuos deben distribuirse normalmente con media cero para cada valor de la variable independiente. Para su evaluación se utiliza un gráfico de probabilidad normal (media $\mu=0$ y desviación típica $\sigma=1$). Los residuos se distribuyen normalmente si la nube de puntos se encuentra alineada sobre la diagonal.
- No colinealidad. No existe relación lineal exacta entre ninguna de las variables independientes. El incumplimiento de este supuesto da origen a colinealidad o multicolinealidad.
- Homocedasticidad. Este supuesto implica que la varianza de los residuos es constante para la variable independiente. Este supuesto se cumple cuando el diagrama de dispersión es uniforme en todo el rango de valores pronosticados, es decir, no sigue ninguna pauta de asociación entre los pronósticos y residuos.

6.2.2 Contraste de hipótesis y parámetros de significación

En pruebas de hipótesis estadísticas en modelos de regresión lineal simple la hipótesis nula (H_0) es usualmente aquella en la cual el coeficiente que relaciona la variable explicativa x_I con la variable independiente y_I es 0.

La hipótesis alternativa (H_I) es aquella en la cual el coeficiente que relaciona la variable x_I con la variable y_I es distinto de cero. El resultado del test (calculado a partir de la hipótesis nula y la muestra) se considera estadísticamente significativo si hay una baja probabilidad de que ocurra, asumiendo la verdad de la hipótesis nula.

Cuando se informa de los datos estadísticos de un test ANOVA se requieren cinco parámetros al menos si se desea proporcionar una información correcta [154]:

- El estadístico o valor F . Evalúa el ajuste de la ecuación de regresión de forma significativa. Está definido como el cociente entre dos estimadores diferentes de la varianza poblacional, de esta forma permite contrastar la hipótesis nula, lo que equivale a contrastar la hipótesis de que la pendiente de la regresión vale 0.

La interpretación de este estadístico es similar al estadístico T (T -student). Éste permite decidir si existe relación lineal significativa entre la variable dependiente y el conjunto de variables independientes en conjunto. Así, una variable pasa a formar parte del modelo de regresión si el valor del estadístico F es mayor que 3,84. El estadístico F se puede representar como:

$$F = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} = \frac{n\sigma_y^2}{S_j^2} \quad (6.23)$$

El numerador del estadístico F es una estimación de la varianza poblacional basada en la variabilidad existente entre las medias de cada grupo. El denominador del estadístico es una estimación de la varianza poblacional, pero basada en la variabilidad existente dentro de cada grupo.

- El valor de significancia o p -Valor. Sirve para contrastar la hipótesis nula de un coeficiente de regresión cero. Niveles de significación pequeños (generalmente menores que 0,05) indican que se debe rechazar la hipótesis nula. Es decir, una variable pasa a formar parte del modelo de regresión si el valor obtenido en p -Valor es menor que 0,05 (nivel de significancia $\delta < 0,05$). Así, el valor de significancia de cada variable independiente j -ésima sobre cada variable dependiente i -ésima se evalúa por medio de su p -Valor, es decir, mediante el $p_{i,j}$ -Valor. Valores menores que un nivel de significancia hacen la variable significativa en el modelo.
- El grado de libertad (df). Con cada variable nueva que se incorpora al modelo, la suma de cuadrados de la regresión gana un grado de libertad y la suma de cuadrados de los residuos lo pierde.
- El coeficiente de determinación R^2 se usa en el contexto de modelos estadísticos para indicar si un modelo estadístico, como un todo, tiene un ajuste significativo de los datos [155]. Así, en un conjunto de datos, con valores observados y_i , cada uno de los cuales tiene un valor modelado asociado $\hat{y}_i$, la definición más general de R^2 es [154]:

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{Y_{res}}}{SS_{Y_{tot}}} \quad (6.24)$$

donde:

$$SS_{Y_{res}} = \sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (6.25)$$

$$SS_{Y_{tot}} = \sum_i (y_i - \bar{y})^2 \quad (6.26)$$

$\bar{y}$: Media de datos observados y_i

Un R^2 cercano a 1 indica que el modelo ajusta a los datos, sucediendo lo contrario cuanto más se acerque a 0.

Pese a que R^2 se utiliza como medida de ajuste del modelo, presenta el inconveniente de que a medida que se incrementa el número de variables que participan en el modelo mayor es su valor. Por lo tanto R^2 sobrestima el verdadero R de la población. Por esta razón, algunos autores recomiendan utilizar el coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) que no aumenta, necesariamente, a medida que aumenta las variables involucradas en la correlación.

- El error típico de la estimación (S_e) es la desviación típica de los residuos, es decir, la desviación típica de las distancias existentes entre los valores de la variable dependiente (y_i).

$$S_e = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{(n-2)}} \quad (6.27)$$

donde:

n : Número de individuos de la muestra

CAPÍTULO 7

Caracterización de la corriente armónica en plantas FVs

7.1 Introducción

La caracterización de la corriente armónica en plantas FVs se ha llevado a cabo mediante la realización de diferentes campañas de medidas, más concretamente en una planta FV conectada en BT. La planta FV está conectada a través de un transformador de 1000 kVA a una línea de 20 kV donde la potencia de cortocircuito (S_{sc}) es 40 MVA. Consta de 16 inversores trifásicos de 50 kW cada uno de ellos. Aunque la potencia nominal de todos los inversores FVs es la misma, hay que resaltar que están diseñados por tres fabricantes diferentes. La potencia FV total instalada es 800,28 kWp con módulos FVs de 180 kWp.

7.2 Características de la planta FV monitorizada e instrumentación de medida

Las medidas se llevaron a cabo mediante un analizador de calidad de potencia clase A, cumpliendo con lo establecido en el anexo 5 en relación con las características

técnicas del equipamiento de medida. Este analizador de calidad de potencia se localizó en el POC de la planta FV en BT de forma que las cantidades especificadas en la sección 5.3 se pudieron grabar con un promediado de 3 s.

Adicionalmente, se grabaron las amplitudes de tensiones armónicas y los ángulos de las tensiones y corrientes armónicas. De cualquier forma, el procedimiento de medida cumplió los requerimientos FVs correspondientes (sección 5.3). Se recogieron diferentes campañas de una semana de forma continua desde noviembre de 2011 hasta noviembre de 2012.

7.3 Nivel de potencia de salida FV y emisión de corriente armónica

Para una adecuada valoración del impacto del nivel de potencia de salida FV sobre la emisión de corriente armónica, se llevaron a cabo dos campañas de medidas (una semana de invierno y otra de verano). Se seleccionaron estos dos periodos para recoger muchas parejas de valores (potencia de salida FV y emisión de corriente armónica) en el rango completo de potencia de salida FV.

7.3.1 Amplitud de corriente armónica frente al nivel de potencia de salida

Para caracterizar el comportamiento de la emisión de corriente armónica de la planta FV en niveles variables de potencia de salida, las medidas se agruparon en 9 clases, de acuerdo a la potencia de salida FV normalizada $p_{1,vs}$: 0–5%; 5–10%; 10–15%; 15–20%; 20–40%; 40–60%; 60–80%; 80–100%; > 100%. El propósito de esta subdivisión es crear grupos, con variaciones pequeñas en la potencia de salida, que reproduzcan comportamientos similares.

La Figura 7.1 muestra los percentiles 1 y 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas ($I_{h,vs,01-2w}$, $I_{h,vs,99-2w}$), referidas a las clases anteriores. Esta figura muestra solo los armónicos más significativos, es decir los armónicos impares hasta el orden 21° [69].

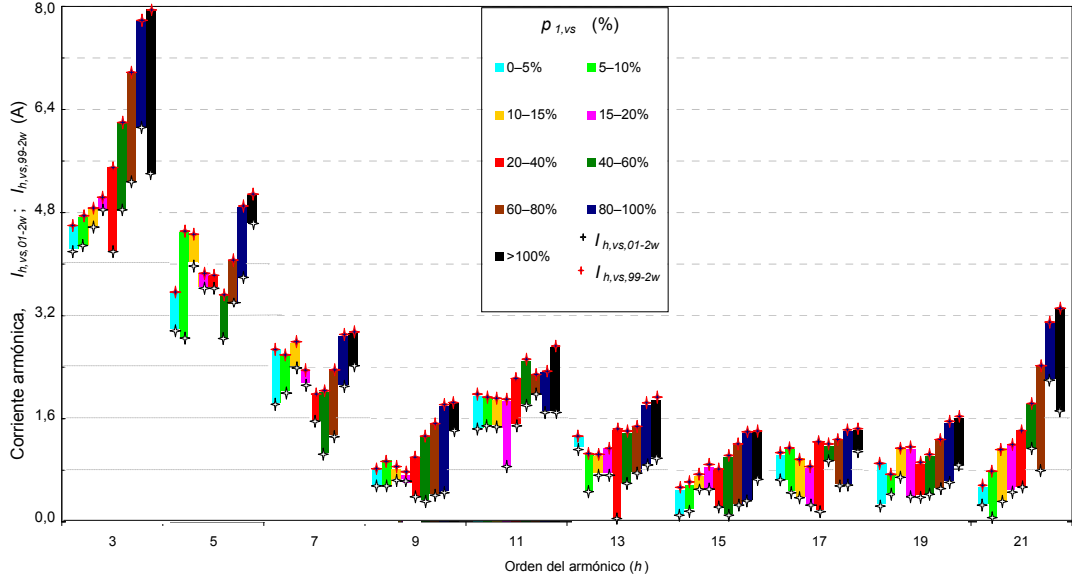


Figura 7.1. Percentiles 1 y 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidos a los diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.

La Figura 7.1 muestra cómo las corrientes armónicas dependen fuertemente del nivel de potencia de salida FV. La separación entre el percentil 1 y 99 se debe a la influencia de otros factores no filtrados en este análisis, como por ejemplo las tensiones armónicas de fondo. Claramente hay dos comportamientos diferenciados.

Las corrientes armónicas de secuencia fundamentalmente positiva [156] ($h=3m-2$, $m=1, \dots, \infty$, es decir, los armónicos de orden 7°, 13° y 19°) muestran un pico abrupto a salidas de potencia baja y alta ($<10\%$, $>80\%$). Sin embargo, a salidas de potencia intermedia (15–40%), las corrientes armónicas alcanza sus valores mínimos. En este sentido, es importante observar cómo el valor de corriente armónica está próximo en ambos extremos de la potencia de salida.

Las corrientes armónicas de secuencia fundamentalmente negativa [156] ($h=3m-1$, es decir, los armónicos de orden 5°, 11° y 17°) es similar excepto para el armónico de orden 11°. Como ejemplo, puede observarse cómo el valor de $I_{5,vs,99-2w}$ (4,49 A) e $I_{7,vs,99-2w}$ (2,57 A), para las salidas de potencia del 5–10%, están próximos a los valores correspondientes para las salidas de potencia del 80–100%, siendo éstos 4,88 y 2,88 A.

Las corrientes armónicas de secuencia fundamentalmente cero, o armónicos triples [156] ($h=3m-3$, es decir, los armónicos de orden 3°, 9° y 15°), excepto para el armónico de orden 9°, presentan un crecimiento lineal o cuadrático con la potencia de salida FV. Como ejemplo, el valor de $I_{3,vs,99-2w}$ crece desde 4,59 a 7,96 A.

Resumiendo, la totalidad de valores absolutos de corrientes armónicas han variado hasta tres veces (300%) a lo largo de todo el intervalo de potencia de salida.

7.3.2 Impacto del control de potencia activa/reactiva armónica sobre la amplitud de corriente armónica

El conocimiento del funcionamiento del control de potencia activa/reactiva armónica de un inversor FV es un resultado clave para identificar la fuente principal de emisión de corriente armónica y su control. La Figura 7.2 (Figura 7.3) muestra la potencia activa (reactiva) armónica $P_{h,vs,99-2w}$ ($Q_{h,vs,99-2w}$) [157] asociada al percentil 99 de las corrientes armónicas impares en las 9 clases anteriormente establecidas.

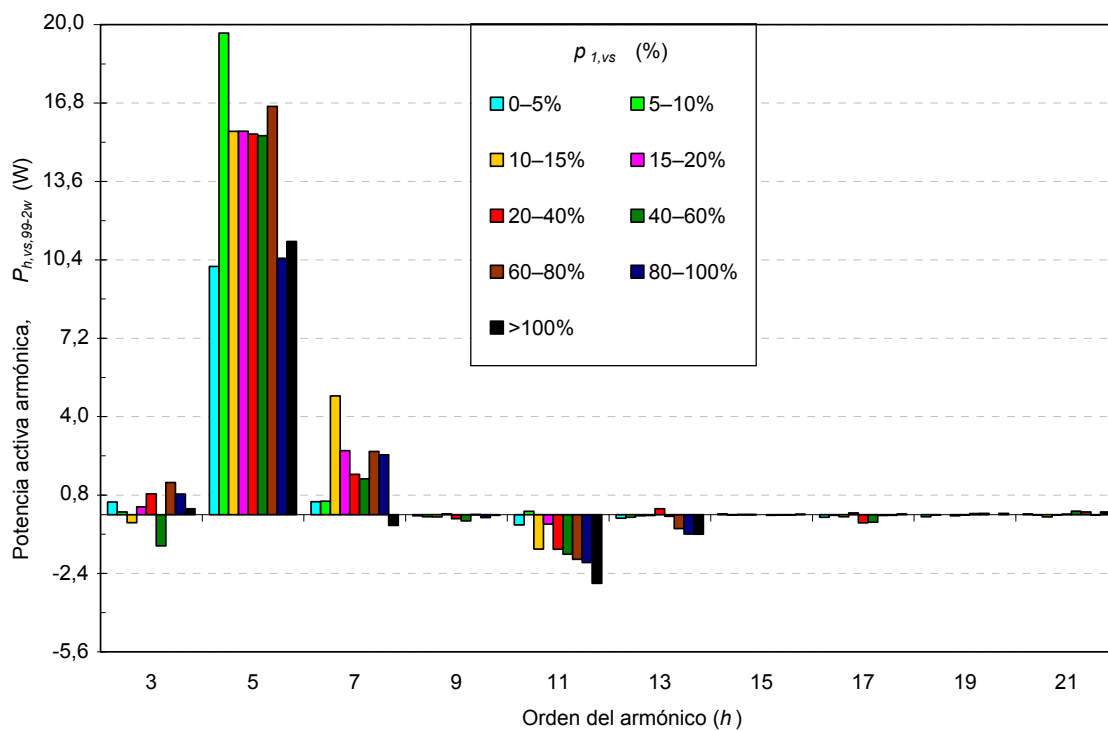


Figura 7.2. Potencia activa armónica asociada al percentil 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidas a diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.

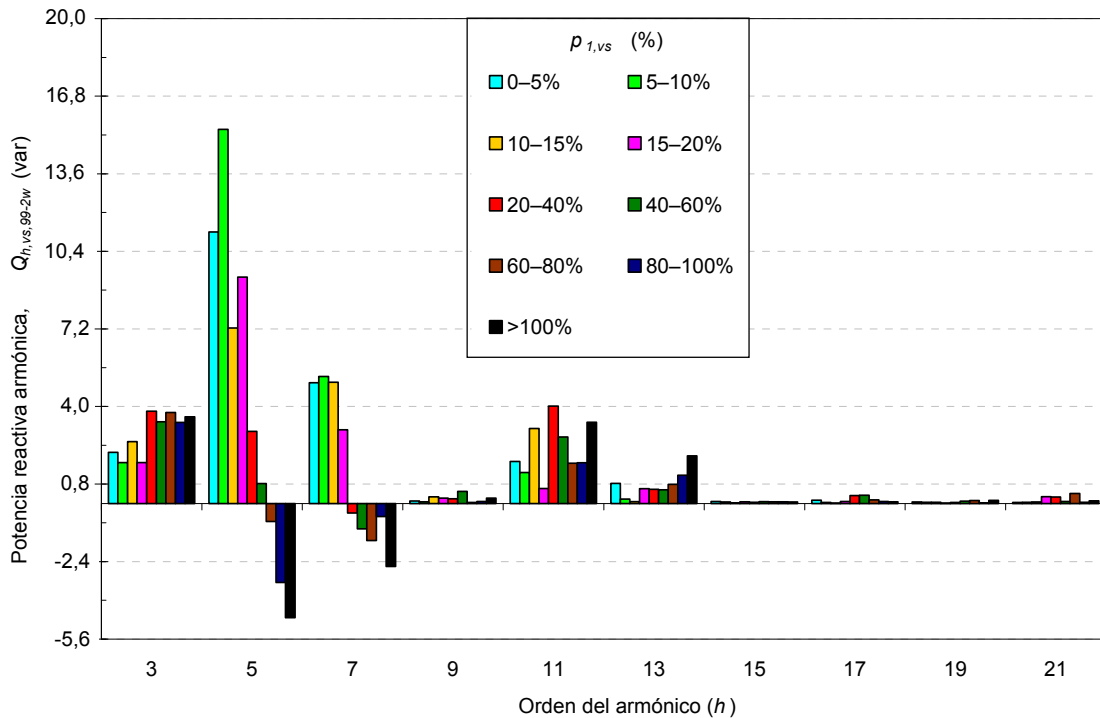


Figura 7.3. Potencia reactiva armónica asociada al percentil 99 de las corrientes armónicas impares para las medidas de dos semanas en la planta FV de 800 kWp referidas a diferentes niveles de potencia de salida FV normalizada.

Las Figuras 7.2 y 7.3 muestran cómo la potencia activa/reactiva armónica es principalmente significativa para los armónicos de orden 3°, 5°, 7°, 11° y 13°.

La potencia activa armónica mantiene su valor estable para los armónicos de orden 5° y 7°, en salidas de potencia del 10–80%. Sin embargo, es destacable el consumo creciente de potencia activa armónica en relación con la potencia para los armónicos de orden 11° y 13°.

La potencia reactiva armónica decrece con la potencia de salida FV para los armónicos de orden 5° y 7°. Este comportamiento revela un control parcial adecuado de potencia reactiva. Sin embargo, a salidas de potencia mayor, ambas potencias reactivas armónicas crecen de nuevo a valores negativos (actuando el inversor como una carga). Por lo tanto, el control de potencia reactiva es ineficiente a salidas de potencia baja o alta. Ésta es la causa fundamental de las elevadas corrientes armónicas de orden 5° y 7°, a salidas de potencia baja o alta puesto que la potencia activa armónica permanece casi estable.

En relación con los restantes armónicos significativos, la corriente armónica crece fundamentalmente bien debido a la potencia activa armónica (p. ej., el armónico de

orden 11º) o debido a la potencia reactiva armónica (p. ej., los armónicos de orden 3º y 13º).

El comportamiento de la potencia activa/reactiva armónica se resume en la Figura 7.4. Se observa un patrón de comportamiento común excepto para los armónicos de orden 5º y 7º. En general, la potencia reactiva armónica siempre es positiva, mientras la potencia activa armónica es positiva a salidas de potencia media.

Los ángulos de fase mostrados para armónicos de orden bajo se pueden considerar representativos puesto que tienen una distribución normal de varianza mínima [76].

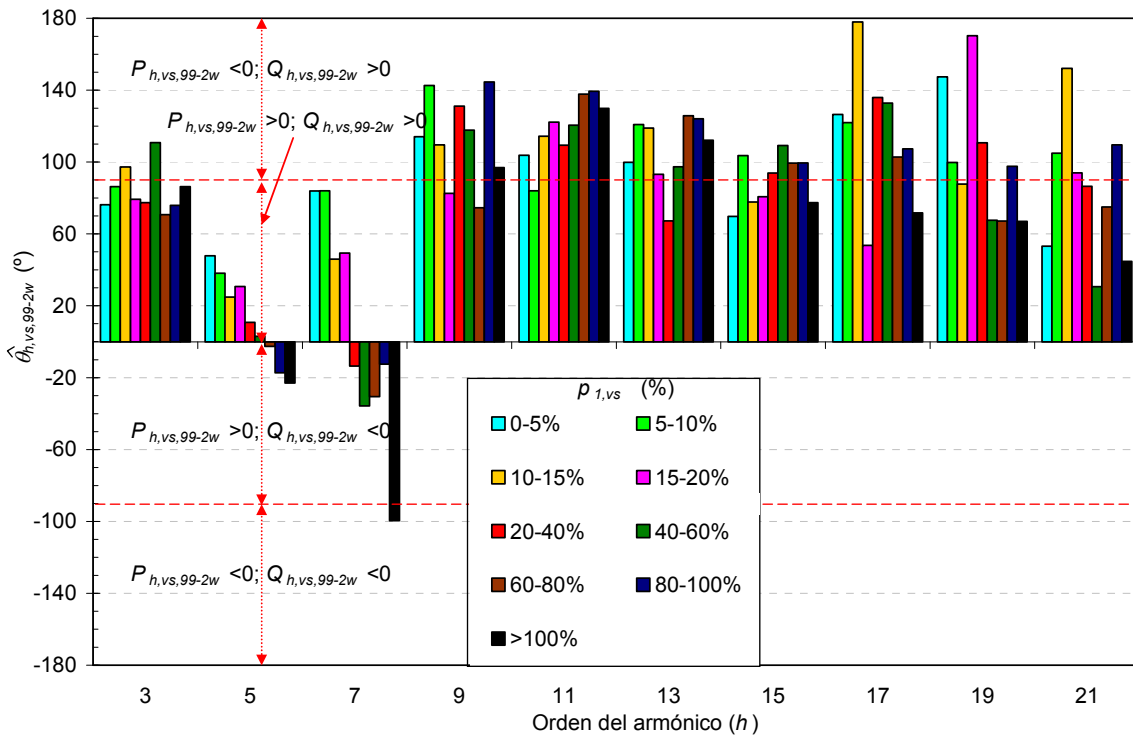


Figura 7.4. Ángulo $\hat{\theta}_{h,vs,99-2w}$ entre el fasor suma de potencias activa y reactiva armónicas $\vec{P}_{h,vs,99-2w} + \vec{Q}_{h,vs,99-2w}$ y el fasor potencia activa armónica $\vec{P}_{h,vs,99-2w}$.

7.3.3 Amplificación o atenuación de la tensión armónica de fondo presente en la red

La elevada variación del ángulo $\theta_{h,vs,99-2w} (= \hat{\theta}_{h,vs,99-2w})$ en la Figura 7.4, para los armónicos de orden 5º y 7º, obviamente tiene un elevado impacto sobre la correspondiente tensión armónica presente en el POC (capítulo 6). Puesto que este ángulo depende de la estrategia de control del inversor, es importante revelar su impacto en el POC medido.

La Figura 7.5 representa las tensiones armónicas de orden 5° a salidas de potencia del 5–10% y 80–100%. La Tabla 7.1 presenta los valores de los parámetros usados para esta valoración.

El diagrama vectorial para salidas de potencia del 5–10% ($\theta_{5,vs,99-2w} = -47^\circ$ y $\Psi_{POC,5} = 87,66^\circ$) revela una amplificación de tensión armónica en el POC de una ratio de 1,02 pu. Por el contrario, para salidas de potencia del 80–100% ($\theta_{5,vs,99-2w} = 22^\circ$), la atenuación de tensión armónica es de una ratio de 0,98 pu.

Por lo tanto, a salidas de potencia baja (alta), la corriente armónica amplifica (atenúa) la tensión armónica en el POC en relación con la tensión armónica de fondo. No obstante, el valor tan bajo observado ($\pm 2\%$) se debe al elevado valor de potencia de cortocircuito en el POC de la planta FV.

La tensión armónica de orden 7° presenta un comportamiento similar; así, la variación de los ángulos $\theta_{5,vs,99-2w}$ y $\theta_{7,vs,99-2w}$ es equivalente, y los ángulos $\Psi_{POC,5}$ y $\Psi_{POC,7}$ están próximos. Sin embargo, las restantes tensiones armónicas siempre presentan un comportamiento de ampliación.

Puesto que la corriente armónica es equivalente a salidas de potencia baja y elevada (sección 7.3.1) y, conocido el efecto amplificador de la tensión armónica, se recomienda como peor escenario, en relación con la distorsión de tensión observada, el caso de salida de potencia baja.

A pesar de que la magnitud de la corriente armónica decrece con el orden de armónico (Figura 7.1), la caída de tensión armónica es significativa y equivalente para los armónicos de orden 5°, 7°, 11°, 17° y 21°.

Tabla 7.1. Impedancia armónica de alimentación por unidad en el POC y sus ángulos para diferentes órdenes de armónicos.

Parámetro	Valor
Impedancia de red a 50 Hz (fundamental)	$\bar{z}_{s,1} = (3,125 + j15,306) \cdot 10^{-3}$ pu
Ángulo de la impedancia de red a 50 Hz (fundamental)	$\Psi_{POC,1} = 78,46^\circ$
Ángulo de la impedancia de red a 250 Hz (5° armónico)	$\Psi_{POC,5} = 87,66^\circ$
Ángulo de la impedancia de red a 350 Hz (7° armónico)	$\Psi_{POC,7} = 88,33^\circ$
Potencia base	100 kVA
Tensión base	400V

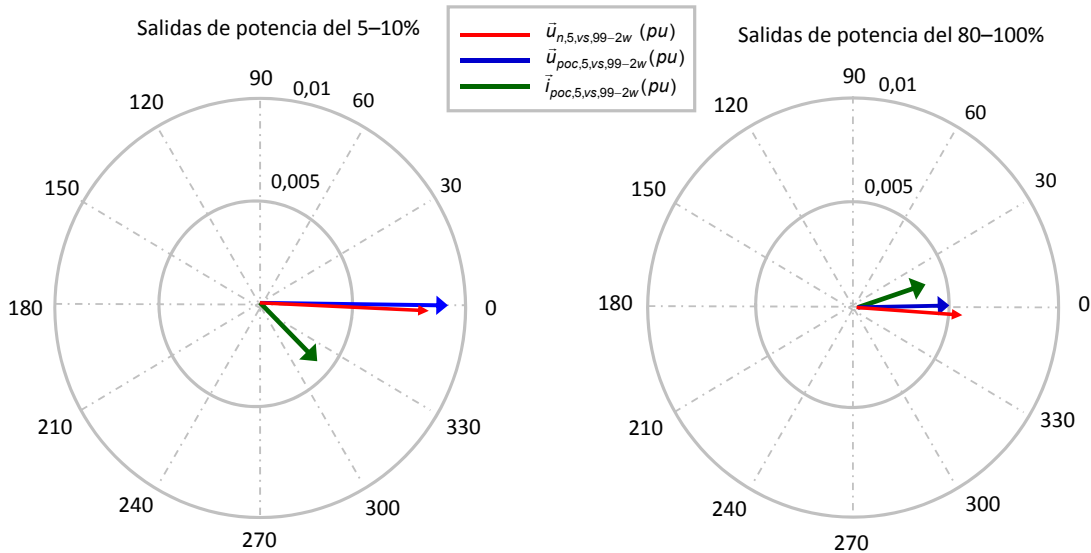


Figura 7.5. Diagrama vectorial de tensión y corriente armónica por unidad en el POC para el armónico de orden 5º, en salidas de potencia del 5–10% y 80–100%, de la planta FV de 800 kWp.

7.4 Impacto de las tensiones armónicas sobre la emisión de corriente armónica

Los datos para valorar el impacto de las tensiones armónicas en el POC de la planta FV sobre la emisión de corriente armónica provienen de 4 campañas de medida de una semana cada una (invierno y verano) (312.426 datos). La valoración del impacto ha sido restringida a tensiones y corrientes armónicas impares de orden bajo (hasta el armónico de orden 19º [69]). Las medidas se agruparon en intervalos del 2% de la potencia de salida FV normalizada ($p_{l,vs}$). Así, se pudo realizar la valoración del impacto sobre un intervalo particular de potencia de salida FV.

Las tensiones armónicas presentes en el POC cambiaron fundamentalmente debido a fuentes armónicas externas conectadas a la red de 20 kV. Así, la sección 7.3.3 ha presentado el bajo impacto de las corrientes armónicas FV sobre las tensiones armónicas en el POC. A pesar de este bajo impacto, el intervalo seleccionado de potencia de salida FV en este estudio fue el intervalo del 8–10%, donde el impacto ha sido evaluado como el mayor. Además, este intervalo tenía un número suficientemente elevado de datos (3.952 datos).

Para construir el modelo de regresión lineal múltiple de cada corriente armónica generada en la planta FV (variable dependiente) en función de las tensiones armónicas en el POC (variables explicativas) se ha utilizado el software estadístico SPSS.

La Tabla 7.2 resume los modelos de regresión lineal múltiple que valoran el impacto de las tensiones armónicas en el POC sobre la corriente armónica de orden 13° de la planta FV. Se muestra esta corriente armónica como ejemplo puesto que el modelo significativo (#7) solo eliminó dos variables no significativas. En otras corrientes armónicas se eliminaron más variables no significativas.

A medida que el número de variables explicativas crece, es decir, desde el modelo #1 al #7, la fortaleza de la relación crece (R^2). Sin embargo, hasta el 92,3% de la variación de la corriente armónica de orden 13° se puede explicar mediante solo tres predictores ($U_{3,vs}$, $U_{7,vs}$, $U_{13,vs}$) (modelo #3) frente al 94,3% cuando entran todas las variables significativas involucradas (modelo #7).

El modelo #7, como un todo, es un ajuste significativo del conjunto de datos (p -valor = 0,00 < 0,05). Además, todas las variables explicativas son estadísticamente significativas ($p_{13,j,vs}$ -valor < 0,05). El coeficiente estandarizado $\beta_{13,13,vs}$ (valor absoluto) alcanza el valor mayor. Este resultado indica que el mayor impacto sobre la corriente armónica de orden 13° está dado por la tensión armónica de orden 13°.

Este elevado nivel de influencia de la tensión armónica de orden 13° es seguido fundamentalmente por las tensiones armónicas de orden bajo, es decir, los armónicos de orden 3°, 7° y 5°.

Un coeficiente estandarizado negativo (positivo) representa que un porcentaje menor (mayor) de corriente armónica está asociado con un nivel mayor (menor) de tensión armónica.

Tabla 7.2. Resumen de modelos de regresión lineal múltiple para valorar el impacto del conjunto de tensiones armónicas en el POC sobre la corriente armónica de orden 13º de la planta FV de 800 kWp (salidas de potencia del 8–10%).

Resumen del modelo					
Modelo de regresión lineal múltiple	Predictores que entran	R^2	R^2 Ajustado	Error típico de la estimación (Se)	Estadístico Durbin-Watson (DW)
#1	$U_{7,vs}$	0,361	0,360	0,6212830	1,599
#2	$U_{7,vs}, U_{13,vs}$	0,843	0,842	0,3079236	1,687
#3	$U_{3,vs}, U_{7,vs}, U_{13,vs}$	0,925	0,923	0,2153492	1,681
#4	$U_{3,vs}, U_{7,vs}, U_{13,vs}, U_{19,vs}$	0,933	0,932	0,2023566	1,872
#5	$U_{3,vs}, U_{5,vs}, U_{7,vs}, U_{13,vs}, U_{19,vs}$	0,938	0,937	0,1937849	1,937
#6	$U_{3,vs}, U_{5,vs}, U_{7,vs}, U_{13,vs}, U_{17,vs}, U_{19,vs}$	0,942	0,940	0,1887691	1,837
#7	$U_{3,vs}, U_{5,vs}, U_{7,vs}, U_{13,vs}, U_{15,vs}, U_{17,vs}, U_{19,vs}$	0,944	0,943	0,1850449	1,873
#8	$U_{3,vs}, U_{5,vs}, U_{7,vs}, U_{9,vs}, U_{11,vs}, U_{13,vs}, U_{15,vs}, U_{17,vs}, U_{19,vs}$	0,947	0,945	0,1821504	1,976
ANOVA ^[a]					
		df		F -valor o estadístico	$Valor$ de significancia o p -valor
#7	Regresión	7		9917,51	0,000
	Residual	3947			
	Total	3952			
Coeficientes ^[a]					
		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	
		$B_{13,i,vs}$	Error estandarizado	$\beta_{13,i,vs}$	p -valor $_{13,j,vs}$
	Constante	0,513	0,464		0,272
	$U_{3,vs}$	3,994	0,442	0,558	0,000
	$U_{5,vs}$	-1,315	0,413	-0,165	0,002
	$U_{7,vs}$	-1,906	0,243	-0,369	0,000
#7	$U_{13,vs}$ (%)	7,915	0,283	0,873	0,000
	$U_{15,vs}$	1,724	0,795	0,059	0,033
	$U_{17,vs}$	1,739	0,700	0,073	0,015
	$U_{19,vs}$	-4,842	0,963	-0,139	0,000
^[a] Variable dependiente (%): $I_{13,vs}$					

La mayoría de supuestos requeridos para establecer un modelo de regresión lineal múltiple se pueden valorar examinando los residuos, habiendo filtrado el modelo (ver sección 6.2).

Así, se prueba la suposición de homocedasticidad representando los valores pronosticados estandarizados frente a los residuos estandarizados (Figura 7.6-a). El supuesto de normalidad de residuos distribuidos se puede probar generando un gráfico de probabilidad normal (Figura 7.6-b).

Adicionalmente, como el estadístico de Durbin-Watson es 1,873, siendo éste un valor entre 1,5 y 2,5, se puede considerar que los residuos cumplen con la independencia.

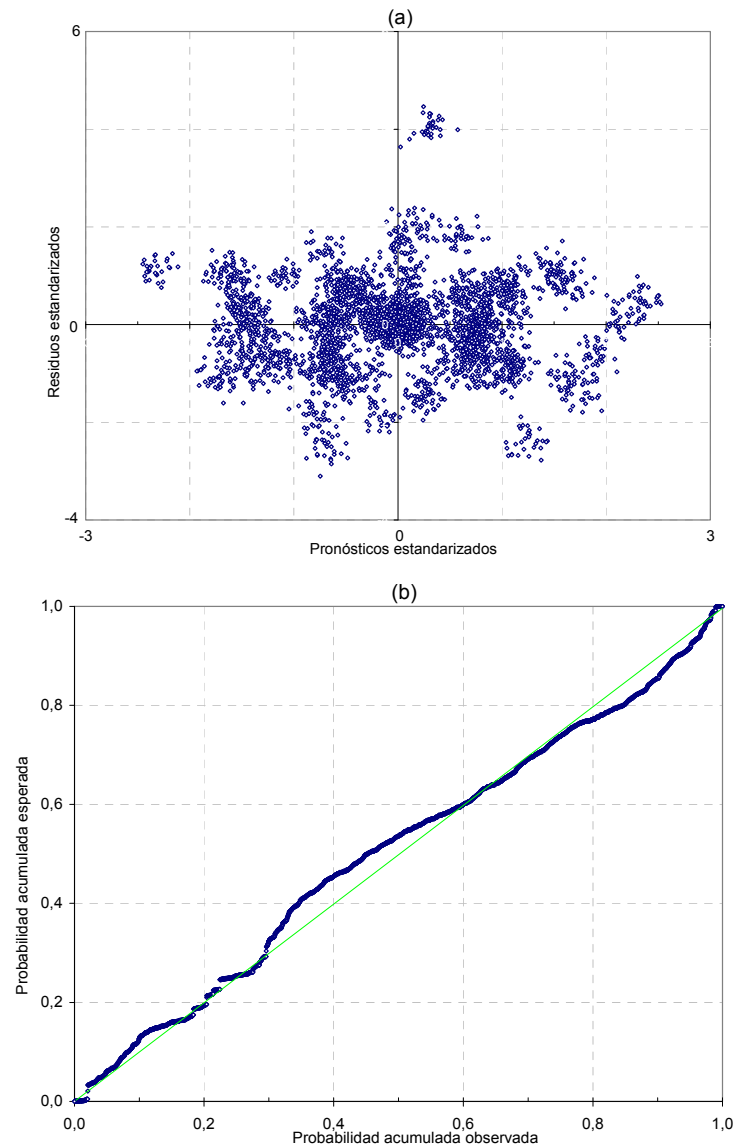


Figura 7.6. (a) Valores predichos frente a los residuos; (b) gráfico cuartil-cuartil.

La Figura 7.7 muestra el impacto del conjunto de tensiones armónicas en el POC sobre las corrientes armónicas de la planta FV, es decir, los coeficientes estandarizados $\beta_{i,j,vs}$ (salida de potencia del 8–10%). Como patrón general de comportamiento, la elevada influencia de las tensiones armónicas de orden bajo (armónicos de orden 3°, 5° y 7°) sobre la mayoría de corrientes armónicas es significativa. Adicionalmente, se observa un efecto de acoplamiento entre las tensiones armónicas de secuencia positiva, negativa y cero y las corrientes armónicas de secuencia correspondiente.

Las corrientes armónicas triples (armónicos de orden 3°, 9° y 15°) están influenciadas fundamentalmente por las tensiones armónicas triples. El mayor impacto sobre cada orden de armónico de corriente se debe al orden de armónico de tensión correspondiente. No obstante, también hay que destacar un pequeño impacto de tensiones armónicas de secuencia positiva y negativa (la tensión del sistema no es perfectamente equilibrada [59]). Las tensiones armónicas de orden bajo focalizan este impacto. Por ejemplo, $I_{3,vs}$ depende fuertemente de $U_{3,vs}$ ($\beta_{3,3,vs}=0,63$) y, en menor medida, de $U_{9,vs}$ ($\beta_{3,9,vs}=0,12$), $U_{15,vs}$ ($\beta_{3,15,vs}=0,23$), $U_{5,vs}$ ($\beta_{3,5,vs}=-0,24$) y $U_{7,vs}$ ($\beta_{3,7,vs}=-0,24$).

Las corrientes armónicas de secuencia positiva (negativa) dependen fundamentalmente de tensiones armónicas de secuencia positiva (negativa). Por ejemplo, la corriente armónica de orden 5° (secuencia negativa) depende fuertemente de $U_{5,vs}$ ($\beta_{5,5,vs}=0,85$) y, en menor medida, de $U_{11,vs}$ ($\beta_{5,11,vs}=-0,06$) y $U_{17,vs}$ ($\beta_{5,17,vs}=0,08$). Adicionalmente, los menores órdenes de tensiones armónicas de secuencia negativa y triple, es decir, $U_{3,vs}$ y $U_{7,vs}$, también tienen un pequeño impacto ($\beta_{5,3,vs}=-0,09$, $\beta_{5,7,vs}=-0,32$).

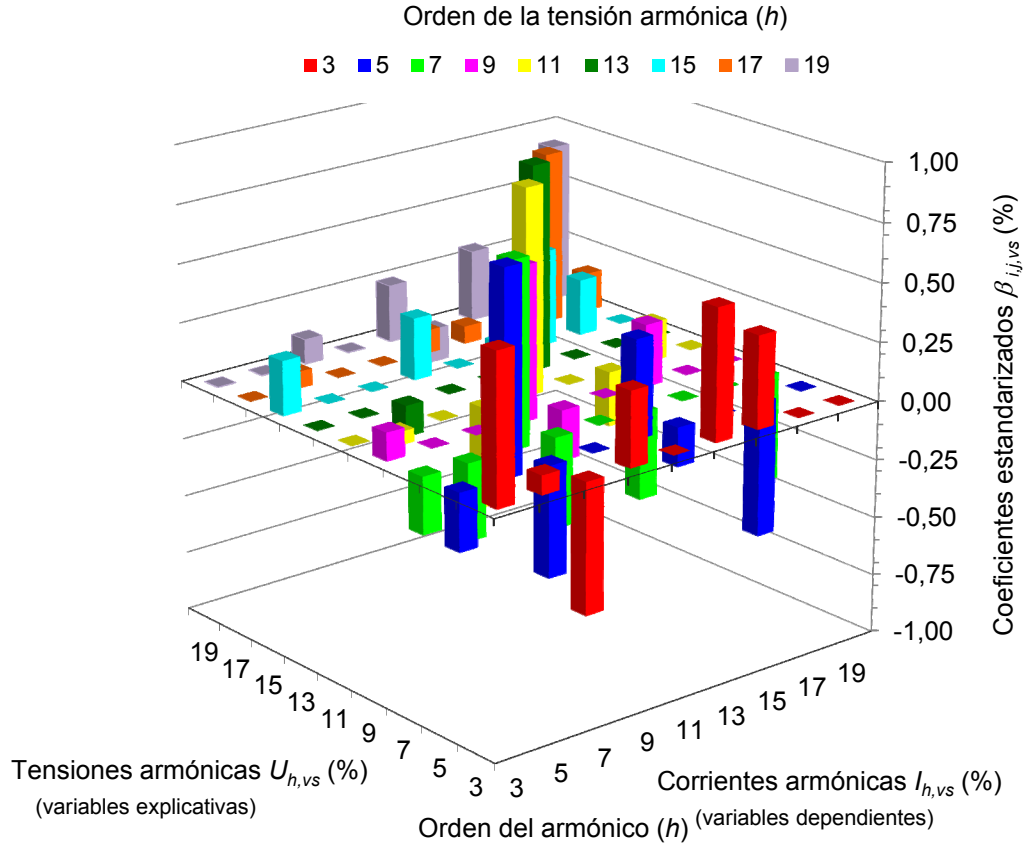


Figura 7.7. Impacto del conjunto de tensiones armónicas en el POC sobre las corrientes armónicas de la planta FV de 800 kWp, es decir, coeficientes estandarizados $\beta_{i,j,vs}$ (hasta el armónico de orden 19º; salidas de potencia del 8–10%).

Los valores de los coeficientes no estandarizados obtenidos se limitan por los siguientes valores máximos:

- Elementos diagonales $B_{i,i,vs} \leq 8,83$.
- Elementos no diagonales $B_{i,j,vs} \leq 4,13$.

Este resultado permite limitar el impacto resultante de las tensiones armónicas en el POC sobre cada corriente armónica en el entorno del 10-20%, teniendo en cuenta las variaciones de tensión armónica medidas. Así, los valores de tensión armónica de fondo cumplieron valores normativos ($U_h < 0,9\%$; $h > 2$ [136]).

CAPÍTULO 8

Medida y valoración de la calidad de potencia en una planta FV de 800 kWp

8.1 Introducción

La metodología propuesta en los capítulos 4 y 5 para la medida y valoración de la calidad de potencia en plantas FVs se pone en práctica en una planta FV de 800 kWp de MT.

8.2 Caso de estudio

8.2.1 Características de la planta FV monitorizada y campaña de medida seleccionada

La planta FV está conectada en la mitad de una línea de MT en cuyo POC la potencia de cortocircuito ($S_{sc,i}$) es de 40 MVA. La capacidad total de alimentación del sistema de MT considerado ($S_{t,M}$) es de 20 MVA. La línea está conectada a una subestación de 132/20 kV, la cual suministra en total cinco líneas de MT, con una potencia de cortocircuito de ($S_{sc,M}$) de 250 MVA. El detalle de todas las características de la planta FV monitorizada se presenta en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1. Principales características de la planta FV de MT.

Potencia total instalada (kW_p)	800
Tensión nominal de MT/BT (kV)	20/0,4
Potencia por módulo (W_p)	180
Tipo de inversor FV	Inversor Trifásico
Número de inversores fotovoltaicos	16
Potencia nominal (AC) inversor FV	50
Potencia nominal de transformación BT/MT (kVA)	1000

Se ha utilizado un analizador de calidad de potencia clase A (FlukeTM 1760) en la campaña de medidas. Este analizador se ubicó en el POC (nivel de BT) de la planta FV de forma que las medidas establecidas en la sección 5.3 se pudieron grabar con un promediado de 0,2 s. La campaña de medidas abarcó 99 semanas completas desde diciembre de 2009 hasta noviembre de 2011.

Los resultados de la valoración de calidad de potencia en esta planta FV se van a presentar en el mismo orden que el mostrado al introducir la metodología propuesta en esta Tesis. Puesto que la cantidad de datos obtenidos es realmente grande, sólo los resultados más relevantes van a ser comentados y analizados.

Para tratar los datos de forma consistente, éstos se filtraron de acuerdo a los siguientes criterios:

- Los datos se agruparon en campañas semanales (99 campañas).
- Cuando el sistema FV no estaba operando, los datos se eliminaron (p. ej., horas sin irradiancia).
- Las campañas semanales con algún mal funcionamiento en el sistema FV se eliminaron (4 campañas).

Puesto que la valoración de la calidad de potencia se debe realizar sobre una semana, se seleccionó una de las semanas que tenía peores resultados de calidad de potencia. Concretamente, la campaña seleccionada fue aquella cuyo $THD_{Ish,95w}$ de 47,13% igualó el percentil 95 del índice $THD_{Ish,95w}$ para todas las campañas monitorizadas. Para ilustrar esta selección, la Figura 8.1 muestra las funciones CDF y PDF de $THD_{Ish,95w}$ para todas las campañas monitorizadas. Se puede apreciar como la PDF presenta casi una distribución bimodal perfecta.

Aunque la metodología descrita en la sección 5.3 se ha aplicado a esta campaña, es

de resaltar que el percentil 95 del índice $THD_{I_{sh},95w}$ para todas las campañas fue 1,57 veces mayor que el percentil 5.

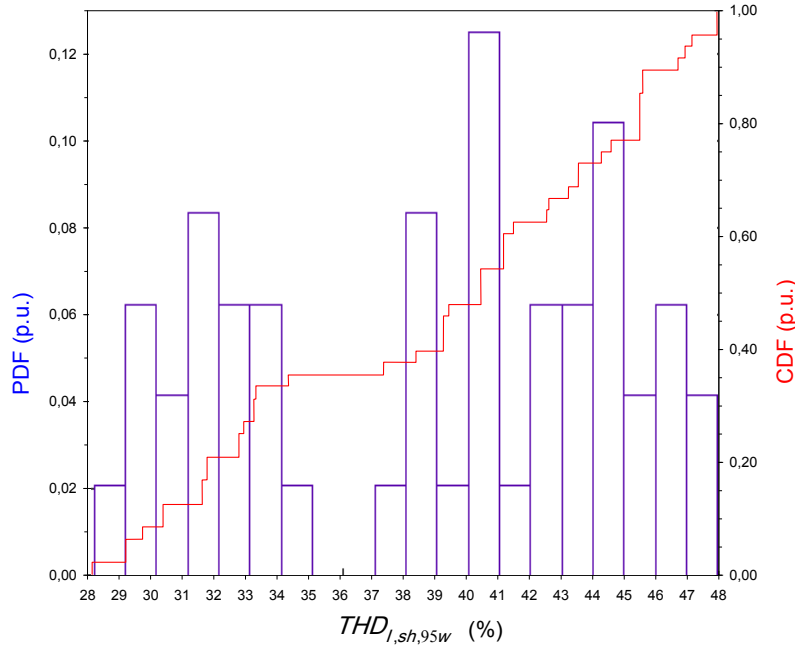


Figura 8.1. CDF y PDF de $THD_{I_{sh},95w}$ medido para 95 semanas de medida.

8.2.2 Resultados de medidas de armónicos

Las Figuras 8.2 y 8.3 muestran los resultados de medidas de armónicos para los índices de tiempo corto ($I_{h,sh,95w}$, $THD_{I_{sh},95w}$) en dos intervalos de potencia activa (0–10% y 90–100%) de acuerdo a la sección 5.2. Por lo tanto, sólo se muestran los intervalos de potencia inferior y superior.

Estas figuras también muestran los objetivos de emisión de corriente armónica correspondiente para la planta FV monitorizada (sección 5.4), además de los objetivos correspondientes para cualquier inversor FV individual de esta planta FV [25].

Se puede observar que en el intervalo de potencia activa bajo (0–10%, Figura 8.2), los objetivos de corriente armónica se superan casi por la mayoría de órdenes de armónico en un porcentaje de hasta el 760% (armónico de orden 9°). Los armónicos dominantes son el armónico de orden 3°, 5°, 7° y 11°. Además, se puede observar el impacto de una resonancia paralelo [58] sobre la curva $I_{h,sh,95w} / E_{I_{h,shi}}$ (0–10% P_n) en los armónicos de orden mayor. El objetivo del índice $THD_{I_{sh},95w}$ se supera también en un porcentaje del 114%.

Por el contrario, para el intervalo de potencia activa elevada (90–100%, Figura 8.3)

la totalidad de objetivos de corriente armónica (excepto para el armónico de orden 2º) se cumplen. Además, hay un amplio margen entre emisiones y objetivos correspondientes. Por ejemplo el índice $THD_{Ish,95w}$ sólo alcanza el 26% de su objetivo permitido. Es importante subrayar cómo los objetivos para cualquier inversor FV individual [25] de esta planta FV se cumplen casi siempre en todos los intervalos de potencia.

El impacto de las corrientes armónicas que proceden del sistema FV en su POC se puede evaluar mediante el índice de variación principal armónica presentado en la referencia [135]. Para sistemas FVs, este índice, conocido como variación del percentil 95 de la distorsión armónica total de tensión en el nudo j debida a un nuevo sistema FV ($STHD_{U_j,95}$) se define como:

$$STHD_{U_j,95} = 100 \cdot \frac{THD_{U_j,95,con FV} - THD_{U_j,95,sin FV}}{THD_{U_j,95,sin FV}} \quad (8.1)$$

donde:

$THD_{U_j,95,con FV}$: Percentil 95 de la distorsión armónica total de tensión en el nudo j con un nuevo sistema FV

$THD_{U_j,95,sin FV}$: Percentil 95 de la distorsión armónica total de tensión en el nudo j sin un nuevo sistema FV

Para evaluar este índice se recogieron datos en otra semana cercana a la semana presentada, en la cual el sistema FV no estaba operando. Esta nueva campaña posibilitó especificar este índice para los dos intervalos de potencia activa de las Figuras 8.2 y 8.3

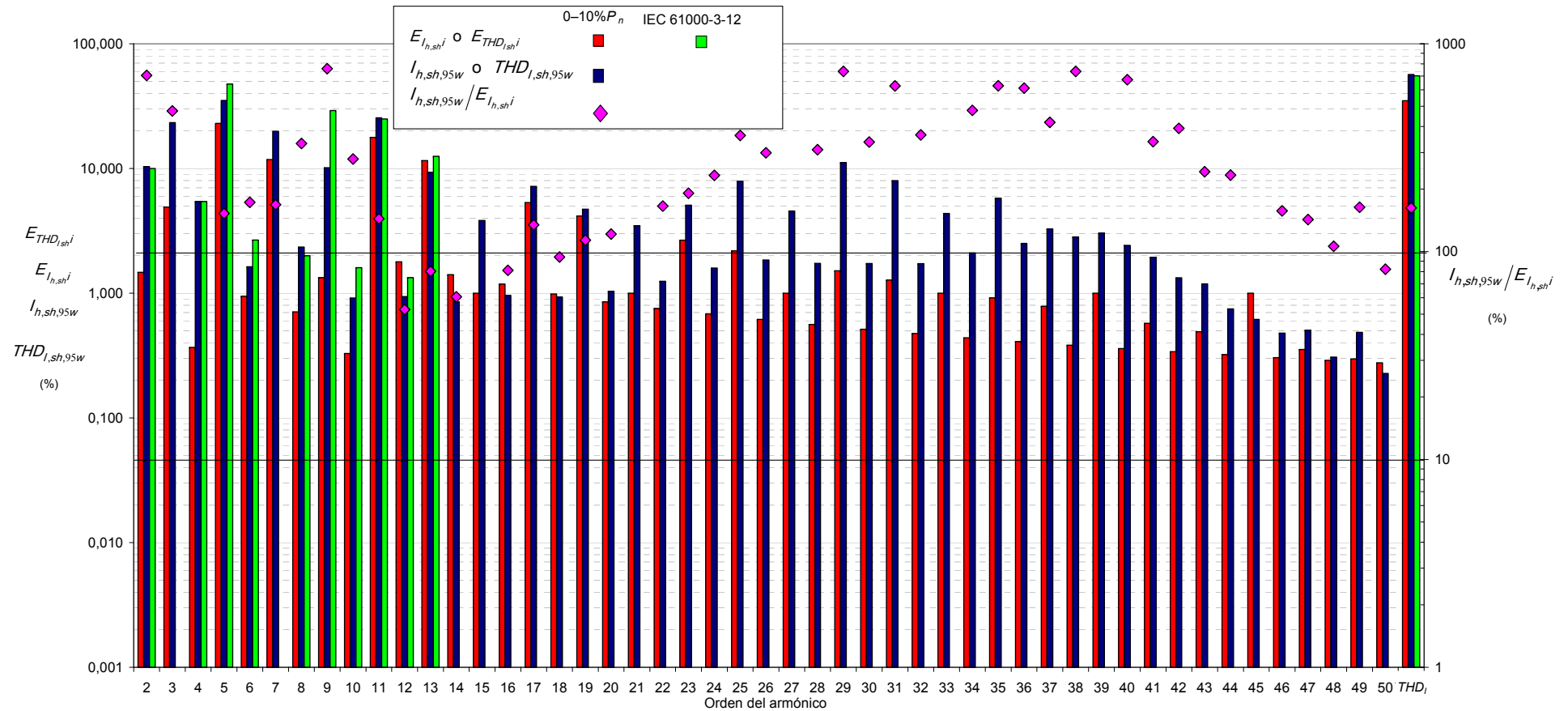


Figura 8.2. Resultado de medidas armónicas para índices de tiempo corto ($I_{h,sh,95w}$, $THD_{I,sh,95w}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp en el intervalo de potencia activa de 0–10%.

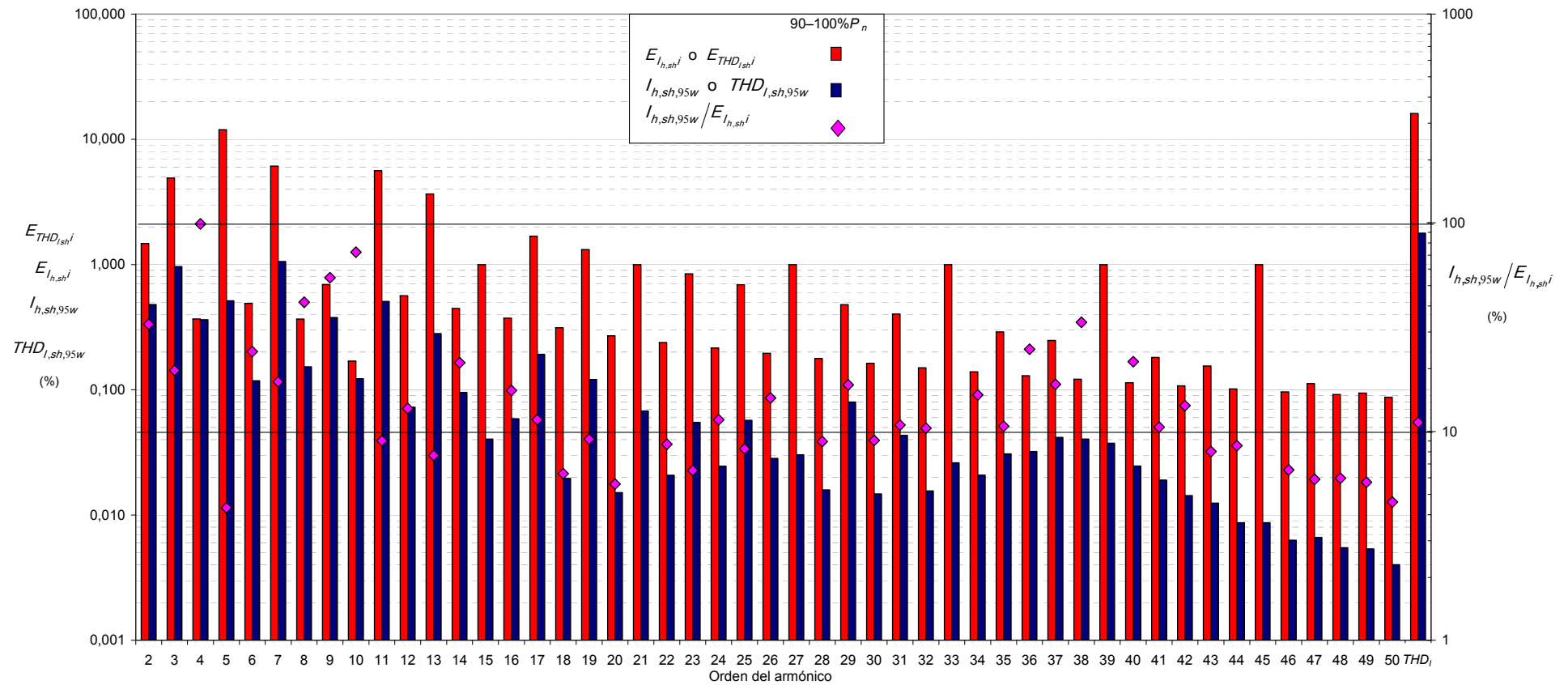


Figura 8.3. Resultado de medidas armónicas para índices de tiempo corto ($I_{h,sh,95w}$, $THD_{Ish,95w}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp en el intervalo de potencia activa de 90–100%.

Teniendo en cuenta solo los datos del índice $THD_{U_j,sh,sin FV}$ durante las horas en las que el intervalo de potencia de salida FV estaba en el 0–10% o el 90–100%, el índice $STHD_{U_j,sh,95w}$ alcanzó un 40,12% para el intervalo 0–10% y un 5,18% para el intervalo 90–100%.

La Figura 8.4 muestra la magnitud relativa de los índices resultantes de corriente armónica para promediados de tiempo muy corto y tiempo corto además de sus objetivos correspondientes. Como es sabido [18,15], los objetivos de emisión de corriente armónica para medidas de tiempo muy corto y tiempo corto se determinan por un factor $k_{h,vs}$.

Como se puede observar, para el intervalo de potencia activa del 90–100%, la ratio entre la relación de índices de tiempo muy corto y tiempo corto y el factor $k_{h,vs}$ está en el entorno del 100% para todos los órdenes de armónico. Por lo tanto, se puede concluir que el factor $k_{h,vs}$ determina de forma precisa la relación real entre los índices de tiempo muy corto y tiempo corto en esta planta FV y para dicho intervalo de potencia. Esta afirmación es tanto más precisa en tanto que se consideren medidas de una semana completa ($\mu=102,9\%$, $\sigma=11,6\%$) frente al uso de medidas del peor día de la semana ($\mu=129,9\%$, $\sigma=33,6\%$).

La ratio evaluada, sin embargo, se aleja del nivel deseado del 100% para todos los armónicos en el intervalo de potencia activa del 0–10%. En este caso, la mayor variabilidad ocurre de nuevo en las medidas del peor día de la semana ($\sigma=44,4\%$). Por lo tanto, se concluye que para intervalos de potencia baja los objetivos de tiempo muy corto se deberían redefinir con un factor $k_{h,vs}$ modificado.

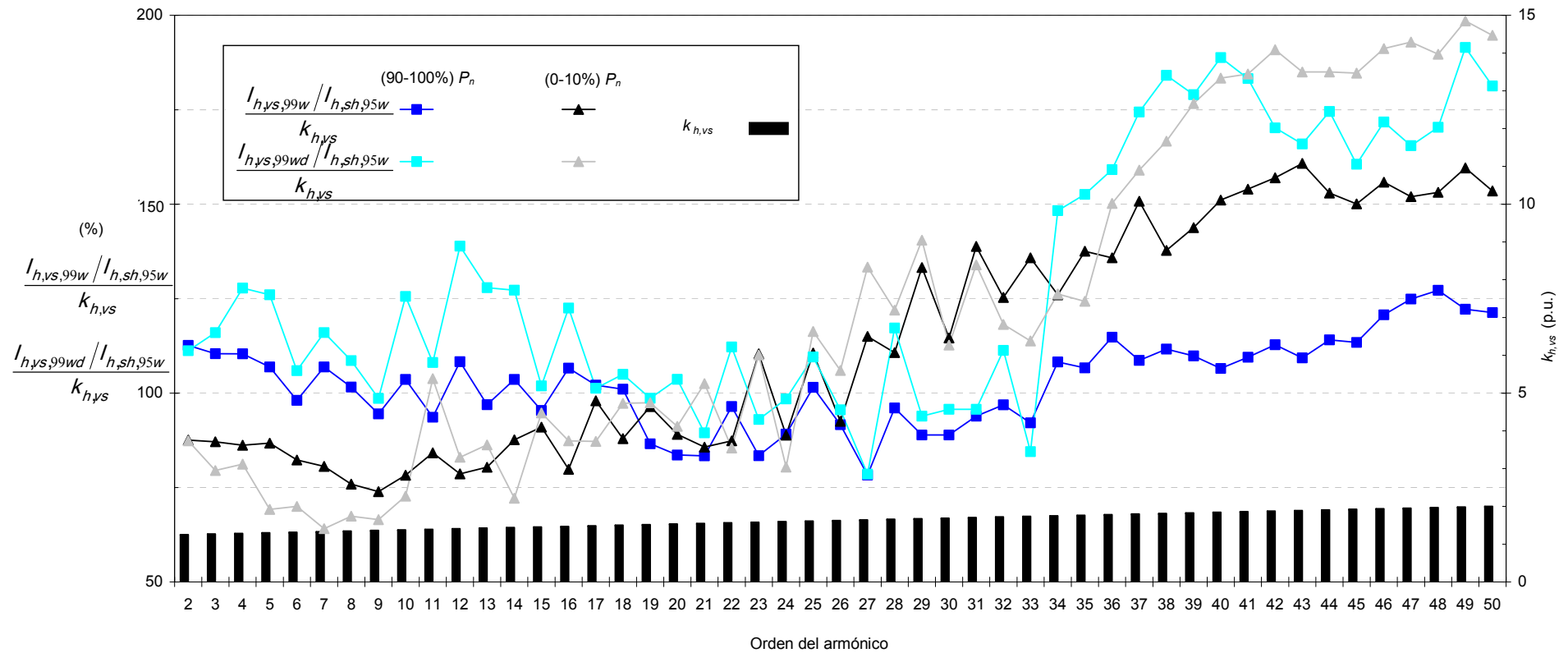


Figura 8.4. Ratio entre la relación de índices de armónico $I_{h,vs,99w}/I_{h,sh,95w}$ ($I_{h,vs,99wd}/I_{h,sh,95w}$) y el factor $k_{h,vs}$ en la planta FV de 800 kWp en dos intervalos de potencia activa.

La emisión de corriente armónica de la planta FV se debe comparar con los objetivos correspondientes para 10 intervalos de potencia activa nominal como se establece en la sección 5.4.

La Figura 8.5 es un ejemplo particular de esta comparación al centrarse en el índice de tiempo corto y muy corto de la variable THD_I y en el índice relacionado con la corriente armónica más significativa (armónico de orden 5º, ver Figura 8.2 y Figura 8.3).

Esta figura muestra también los objetivos de THD_{Ish} y THD_{Ivs} para esta planta FV en el caso de que la potencia de cortocircuito en POC ($S_{sc,i}$) fuese de 10 MVA ($E_{THD_{Ish}i}$ y $E_{THD_{Ivs}i} \{S_{sc,i} = 10MVA\}$).

La Figura 8.5 destaca la similitud en la evolución cualitativa de los valores de emisión armónica para índices de tiempo corto y tiempo muy corto en relación con el nivel de potencia activa. Así, todos los índices ($I_{5,sh,95w}$, $I_{5,vs,99w}$ o $I_{5,vs,99wd}$ y $THD_{Ish,95w}$, $THD_{Ivs,99w}$ o $THD_{Ivs,99wd}$) se caracterizan por valores comparativamente elevados en condiciones de potencia baja. Esta figura además resalta la caída abrupta hasta el entorno del 20% de la potencia activa, porcentaje a partir del cual la caída de la emisión se suaviza.

Comparando los índices anteriores para valores de potencia de salida FV del 0–10%, en relación con 80–100%, se alcanzan las siguientes ratios: $THD_{Ish,95w}$ (32 veces), $THD_{Ivs,99w}$ (40 veces), $THD_{Ivs,99wd}$ (44 veces), $I_{5,sh,95w}$ (68 veces), $I_{5,vs,99w}$ (101 veces) e $I_{5,vs,99wd}$ (107 veces).

Se puede apreciar que la diferencia significativa entre los índices de tiempo muy corto y de tiempo corto sólo ocurre en intervalos de potencia activa baja ($\leq 30\%P_n$). Además, en relación con los índices de tiempo muy corto no hay una diferencia significativa entre aquellos obtenidos a partir de una semana completa (p. ej., $THD_{Ivs,99w}$, $I_{5,vs,99w}$) o aquellos procedentes del día peor de la semana (p. ej., $THD_{Ivs,99wd}$, $I_{5,sh,99wd}$).

En general, los índices del día peor de la semana son mayores en intervalos de potencia baja puesto que este día tiene un porcentaje mayor de tiempo con un nivel de potencia en la parte más baja de cada intervalo de potencia. Ocurre lo contrario en intervalos de potencia elevada.

Para una potencia activa mayor que el $10\%P_n$, los índices de emisión de corriente armónica total, (es decir $THD_{I_{sh},95w}$, $THD_{I_{vs},99w}$ o $THD_{I_{vs},99wd}$) y de emisión de corriente para el armónico de orden 5º (es decir $I_{5,sh,95w}$, $I_{5,vs,99w}$ o $I_{5,vs,95wd}$) son siempre menores que el objetivo descrito en las normas. Sin embargo, el umbral de potencia del $10\%P_n$, para cumplir con objetivos regulatorios, desde el punto de vista de emisión armónica total, se considera relativamente alto.

Resumiendo, a partir del análisis de datos de la planta FV se puede concluir que esta planta FV tiene emisiones de corriente armónica inadmisibles durante el 15,4% de la totalidad del tiempo monitorizado. Es importante resaltar que el umbral anterior obviamente depende de las características de la línea a la cual la planta FV está conectada. Por ejemplo si el valor de $S_{sc,i}$ fuese de 10 MVA, el nuevo umbral de potencia sería el $30\%P_n$ debido a los índices de tiempo muy corto. En este caso, la planta FV tendría emisiones de corriente armónica inadmisibles durante el 42,8% del tiempo de monitorización.

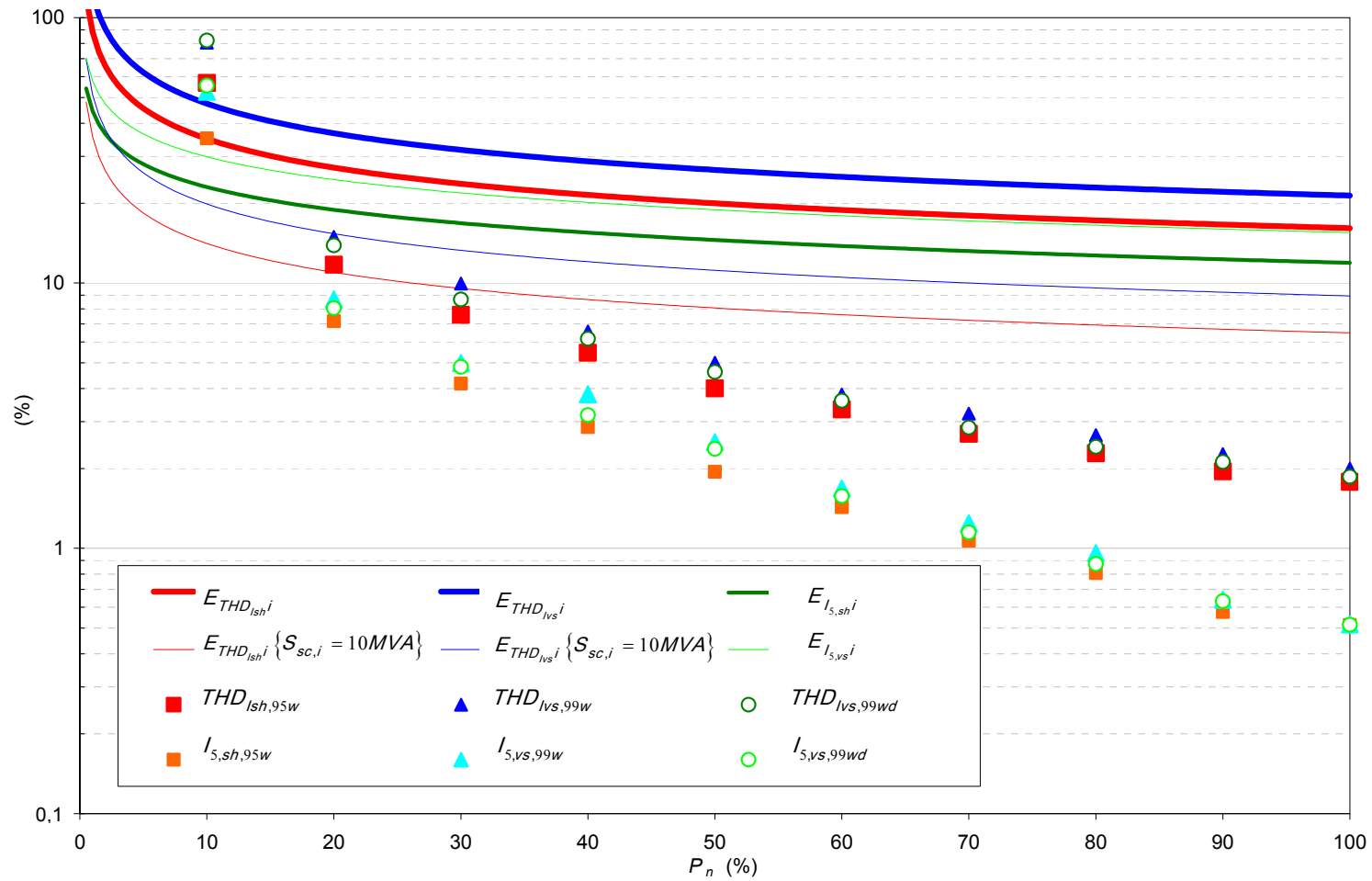


Figura 8.5. Resultado de medidas armónicas para los índices $THD_{Ish,95w}$, $THD_{Ivs,99w}$, $THD_{Ivs,99wd}$, $I_{5,sh,95w}$, $I_{5,vs,99w}$ e $I_{5,sh,99wd}$ frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para los 10 intervalos de potencia activa.

8.2.2.1 Comparación de índices de armónicos evaluados según distintas normas

Las Figuras 8.6 y 8.7 muestran los resultados de emisión de corriente armónica de la planta FV para los índices de tiempo corto ($I_{h, sh, 99d}$, $TDD_{Ish, 99d}$) en dos intervalos de potencia activa (0–10% y 90–100%) así como sus objetivos correspondientes de acuerdo a la norma IEEE P519.1 [19].

Los objetivos de corriente armónica para el intervalo 90–100% de potencia activa de la norma IEEE P519.1 [19] (Figura 8.7) son ligeramente superiores a los de la norma IEC/TR 61000-3-6 [15] (Figura 8.3). Por ejemplo, el objetivo sobre TDD_{Ish} alcanza un 18% frente a un 16,09% para el objetivo sobre THD_{Ish} . Sin embargo, los objetivos para el intervalo de 0–10% de potencia activa son ligeramente superiores en la norma IEC/TR 61000-3-6 (34,96% de THD_{Ish} en la Figura 8.2 frente al 30% de TDD_{Ish} en la Figura 8.6).

Este resultado principalmente se debe a los armónicos impares bajos. Como conclusión, cuando los objetivos de ambas normas son homogéneos la comparación de objetivos en intervalos de tiempo corto está muy próxima.

Para el intervalo de 90–100% de la potencia activa, el índice propuesto en la norma IEEE P519.1 (percentil diario 99, Figura 8.7) es ligeramente inferior al propuesto en la norma IEC/TR 61000-3-6 (percentil semanal 95, Figura 8.3) Así, por ejemplo, el índice $TDD_{I,sh,99d}$ alcanza un valor de 1,64% en comparación con un índice $THD_{I,sh,95w}$ de 1,77%.

La mayor diferencia entre los índices se produce sin embargo en el intervalo de 0–10% de la potencia activa, debido a la propia definición de TDD_I . Por ejemplo, el índice $TDD_{I,sh,99d}$ alcanza un valor de 13,11% (Figura 8.6), cumpliendo con el objetivo, mientras que el índice $THD_{I,sh,95w}$ alcanza un valor de 56,76% (Figura 8.2), el cual no cumple con el objetivo de la norma IEC/TR 61000-3-6. Además, casi todos los índices para las corrientes armónicas individuales no cumplen con sus objetivos. Por lo tanto, la norma IEC/TR 61000-3-6 es más sensible a la evaluación de los efectos de la corriente armónica de un sistema FV en el nivel de baja potencia de salida FV. Por ejemplo, $STHD_{V_j,sh,95w}$ es 40,12% a baja potencia en comparación con el 5,18% a alta potencia de salida FV.

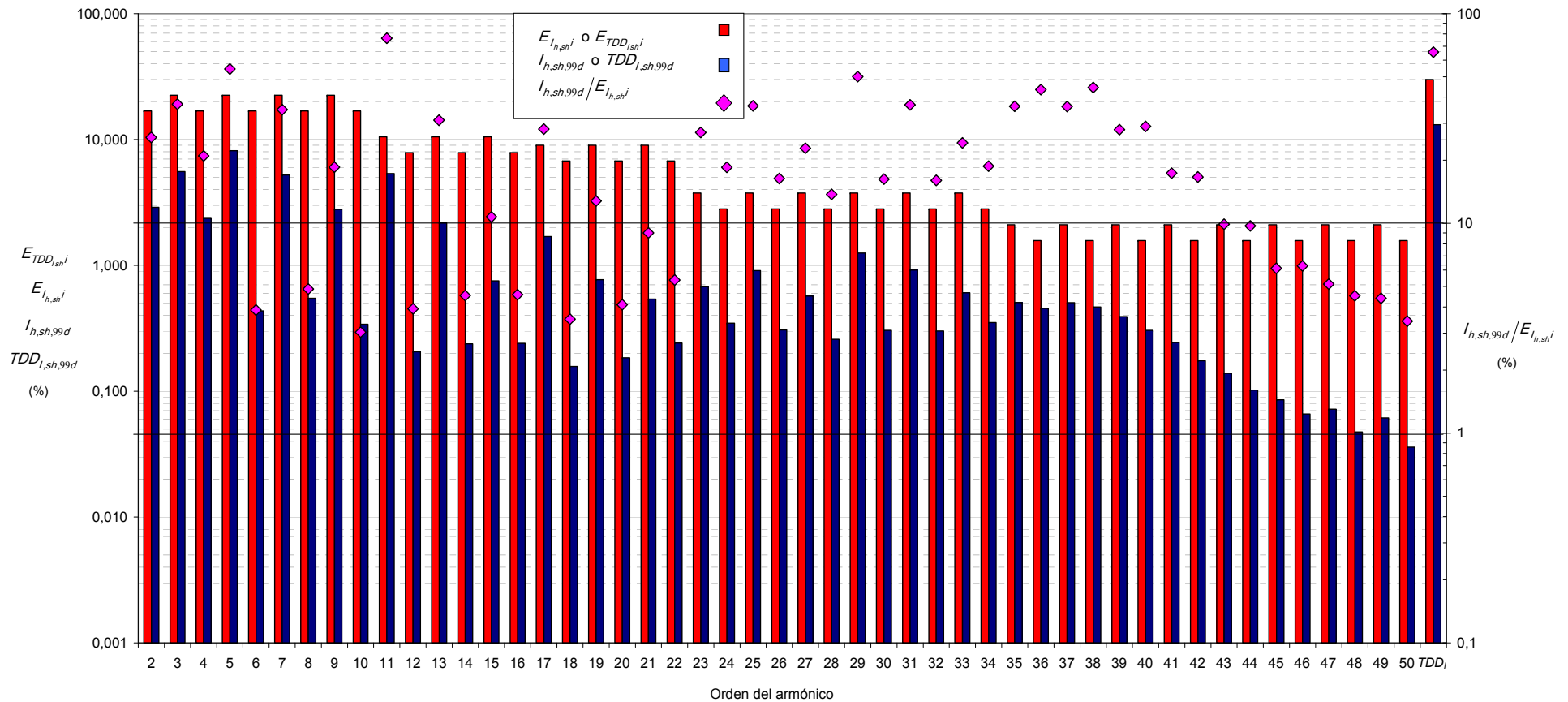


Figura 8.6. Resultado de medidas armónicas para los índices ($I_{h,sh,99d}$, $TDD_{Ish,99d}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para el intervalo de potencia activa de 0–10%. Índices y objetivos mostrados están de acuerdo con la norma IEEE P519.1/D9a [19].

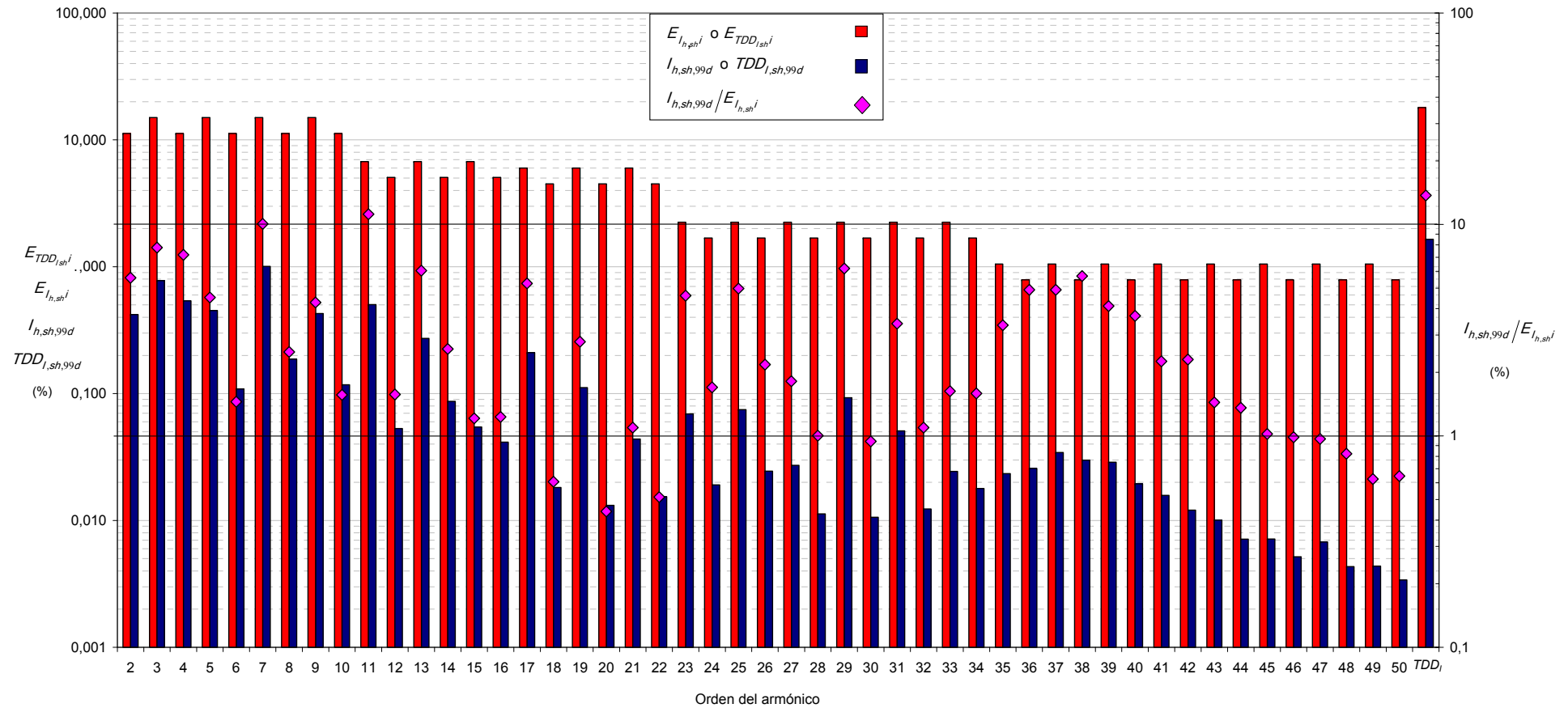


Figura 8.7. Resultado de medidas armónicas para los índices ($I_{h,sh,99d}$, $TDD_{I_{sh,99d}}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de corriente armónica en la planta FV de 800 kWp para el intervalo de potencia activa de 90–100%. Índices y objetivos mostrados están de acuerdo con la norma IEEE P519.1/D9a [19].

8.2.3 Resultados de medidas de flicker

La operación de la planta FV monitorizada no genera problemas de flicker puesto que sus índices ($P_{st,99w}=0,2918$, $P_{st,95w}=0,2063$ y $P_{lt,95w}=0,20508$) están lejos de los objetivos correspondientes de emisión ($0,35 -P_{st-}$ y $0,25 -P_{lt-}$).

Por otro lado, el factor k_{st} [18,16] determina de forma precisa la relación entre índices de flicker de corta y larga duración en esta planta FV real. Como el flicker no es un problema en un sistema FV, tal y como se ha presentado en el párrafo anterior, la incidencia del flicker de la planta FV no se evalúa.

8.2.4 Resultados de medidas de desequilibrio

La Figura 8.8 muestra los resultados de medidas de desequilibrio de corriente para índices de tiempo corto en los 10 intervalos de potencia activa (sección 5.2). Esta figura solo muestra la emisión de desequilibrio de corriente para los órdenes de armónico más significativos ($\xi_{1,sh,95w}^I, \xi_{3,sh,95w}^I, \xi_{5,sh,95w}^I, \xi_{7,sh,95w}^I, \xi_{9,sh,95w}^I$), además de los objetivos correspondientes de emisión (sección 5.4).

Como se puede observar, en el intervalo de potencia activa bajo (0–10%), se supera el objetivo de corriente desequilibrada fundamental. Además, el armónico de orden 7º muestra un comportamiento similar.

Los restantes objetivos de corriente desequilibrada armónica se cumplen excepto para el armónico de orden 5º. Este armónico, principalmente de secuencia negativa, supera en gran medida el objetivo de desequilibrio de corriente para la totalidad de intervalos de potencia activa. Este comportamiento ha sido observado también en otras plantas FVs, siendo el origen de un mal funcionamiento de la protección de líneas de MT [59].

La incidencia de la planta FV en el origen de desequilibrio en su POC se puede cuantificar por un índice equivalente al índice para armónicos propuesto en la sección 8.2.2.

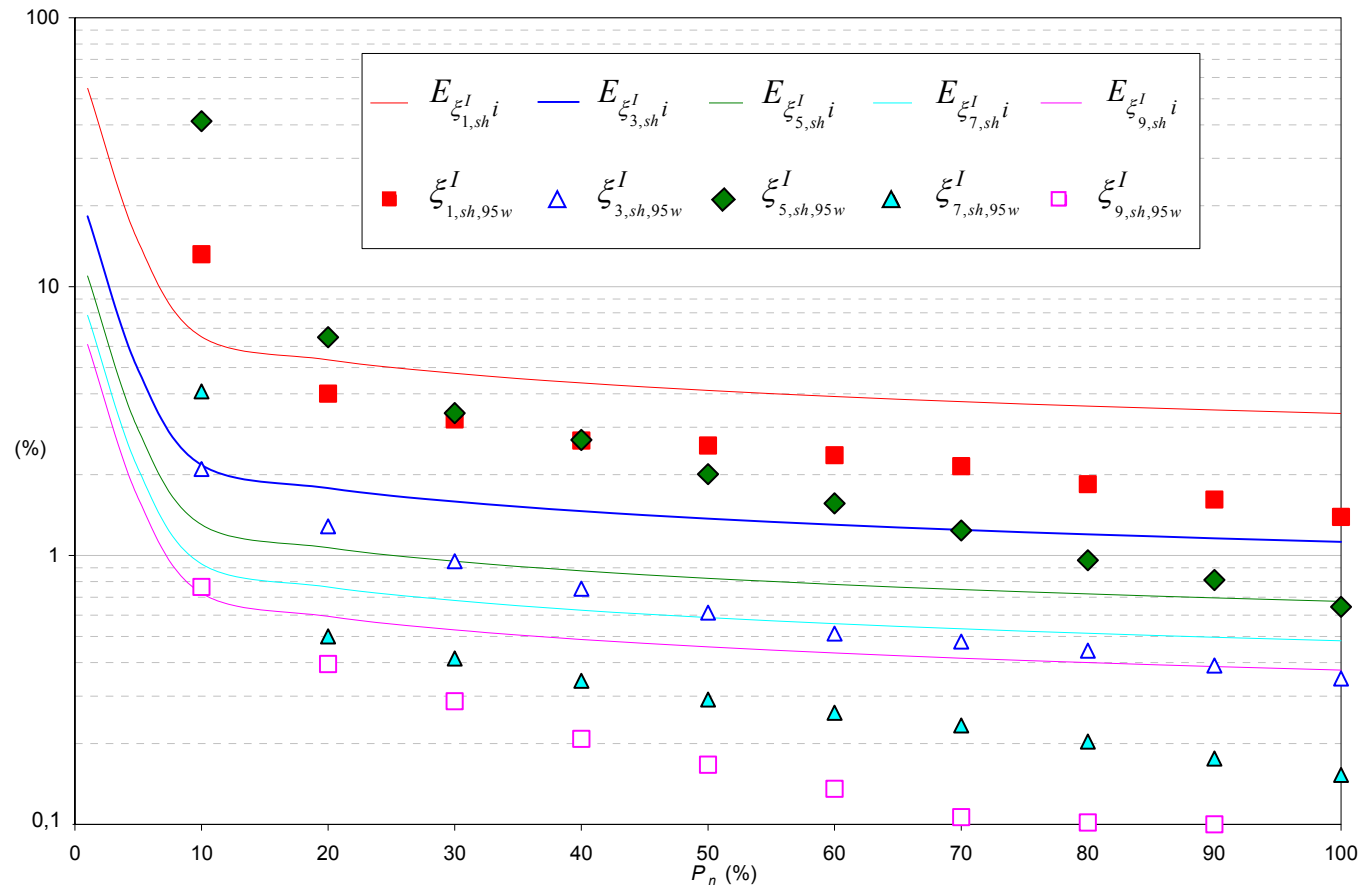


Figura 8.8. Resultados de medidas de desequilibrio de corriente para índices de tiempo corto ($\xi^I_{1,sh,95w}$, $\xi^I_{3,sh,95w}$, $\xi^I_{5,sh,95w}$, $\xi^I_{7,sh,95w}$, $\xi^I_{9,sh,95w}$) frente a los objetivos correspondientes de emisión de desequilibrio de corriente en la planta FV de 800 kWp para los 10 intervalos de potencia activa.

Particularmente en sistemas FVs, este índice se conoce como variación del percentil 95 del desequilibrio de secuencia negativa para el armónico h -ésimo en el nudo j debida a un nuevo sistema FV ($S\xi_{h,95}^{U_j}$):

$$S\xi_{h,95}^{U_j} = 100 \cdot \frac{\xi_{h,95,con FV}^{U_j} - \xi_{h,95,sin FV}^{U_j}}{\xi_{h,95,sin FV}^{U_j}} \quad (8.2)$$

donde:

- $\xi_{h,95,con FV}^{U_j}$: Percentil 95 del desequilibrio de secuencia negativa para el armónico h -ésimo en el nudo j con un nuevo sistema FV
- $\xi_{h,95,sin FV}^{U_j}$: Percentil 95 del desequilibrio de secuencia negativa para el armónico h -ésimo en el nudo j sin un nuevo sistema FV

De igual forma que en armónicos, este índice para la componente fundamental $S\xi_{1,sh,95w}^{U_j}$ alcanza el 21,83% en el intervalo de 0–10% de potencia de salida de la planta FV y un 12,57% para el intervalo de 90–100%.

Por otro lado, los resultados evaluados en esta Tesis muestran que el factor $k_{u,vs}$, normalmente en el entorno de 1,25–2 [17,18], determina de forma precisa la relación entre el índice de tiempo muy corto y tiempo corto en la planta FV monitorizada para intervalos elevados de potencia de salida FV. Sin embargo, su precisión decrece a medida que el nivel de potencia de salida FV decrece.

8.2.5 Resultados de medidas de variación lenta de tensión

El funcionamiento de la planta FV no originó problemas de variación lenta de tensión según los índices evaluados ($U_{RMS,1 min,05w} = -0,83\%$, $U_{RMS,1 min,95w} = +3,72\%$). Así, los valores alcanzados por estos índices son menores que los objetivos de variación lenta de tensión (p. ej., -7%, +7% en España).

Por otro lado, el mayor cambio de tensión monitorizado (+0,057%) por la conexión/desconexión de la planta FV fue menor que el objetivo más estricto establecido (1%).

Al no representar la variación lenta de tensión un problema, no se evalúa la incidencia de la planta FV en la variación lenta de tensión en su POC.

CAPÍTULO 9

Método de valoración de emisión de corriente armónica en una planta FV para un periodo de tiempo dado

9.1 Introducción

La emisión de corriente armónica de un sistema FV depende fundamentalmente de su potencia de salida (sección 7.3.1) y, en menor cuantía, de la tensión armónica de fondo (sección 7.4).

Esta emisión, para un periodo de tiempo dado (p. ej., un periodo de un día o una semana), se debe evaluar en promedios de 3 s o 10 min. A continuación, la totalidad de valores obtenidos deben ser estadísticamente caracterizados por medio de funciones de densidad de probabilidad y de distribución acumulativa (CDF, PDF) [69]. Por lo tanto,

diferentes distribuciones de potencia de salida en un sistema FV involucran diferentes distribuciones de emisión de corriente armónica.

La función de distribución para la potencia de salida FV está básicamente determinada por la función de distribución de la irradiancia global sobre la superficie del generador FV [158] y, en menor cuantía, por el tamaño relativo del generador FV y el inversor [65,159].

Este capítulo propone un método para determinar de forma precisa la emisión de corriente armónica de un sistema FV en un periodo de tiempo dado, sin requerir medidas caras de corriente armónica, basándose solo en la función de distribución de potencia de salida FV. Obviamente, esta emisión se debe evaluar por medio de los índices propuestos en la sección 5.3. El método propuesto tiene las siguientes etapas:

- Obtención del modelo de dependencia para la potencia de salida FV de cada índice de emisión particular. Para alcanzar este objetivo se usa un ajuste de datos medidos alrededor del percentil evaluado por el índice. Los datos de un primer periodo de medidas posibilitan determinar este modelo; los fabricantes de inversores FV todavía no proporcionan este modelo.
- Combinación del modelo de dependencia con la función de distribución de potencia de salida FV para cualquier periodo de tiempo de evaluación de forma que se puede obtener un índice de emisión teórico.
- Validación del método propuesto mediante la comparación de índices de emisión real y teórico para un segundo periodo de medidas.

Puesto que hay diferentes índices que se pueden evaluar en relación con la corriente armónica [59], el método propuesto en esta Tesis se centra de aquí en adelante exclusivamente en el índice $THD_{I_{vs},99d}$.

9.1.1 Modelo de dependencia para la potencia de salida FV de la emisión de corriente armónica FV

La Figura 9.1 muestra los valores de $THD_{I_{vs}}$ frente a la potencia de salida FV normalizada en la planta FV ($p_{l,vs}$) de 800 kWp para una semana de primavera. Se seleccionó esta semana para obtener pares de valores de medidas en todo el rango de potencias FV, es decir, de 0-100% del rango de potencia de la planta FV.

Las medidas obtenidas se agruparon en 100 clases (intervalos del 1% de $p_{1,vs}$). Para cada clase se evaluó el valor medio (índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$) y el percentil 99 (índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$).

El ajuste de un conjunto de datos se lleva normalmente a cabo basándose en la minimización de la suma de los cuadrados de los residuos. Por lo tanto, un ajuste de datos está alrededor de los valores medios de las medidas. Sin embargo, la valoración de la emisión de corriente armónica requiere el uso de diferentes percentiles (p. ej., el percentil diario 99 de $THD_{I_{vs}}$, es decir, el índice $THD_{I_{vs,99d}}$ [69]). Consecuentemente, la definición del modelo de dependencia de la emisión de corriente armónica debe basarse en el ajuste de datos sobre percentiles (p. ej., el índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$) en lugar de sobre los valores medios (p. ej., el índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$).

La definición de un número mayor de clases para la potencia de salida (>100) puede involucrar ajustes más precisos, pero con un coste computacional mayor. Por lo tanto, el ajuste del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ en función de $p_{1,vs}$ partiendo de 100 clases, en lugar de un número mayor de clases (p. ej., 1000), puede conllevar una falta de precisión.

Para probar o rechazar este resultado, primero se comparó el ajuste de datos de los valores de $THD_{I_{vs}}$ en función de $p_{1,vs}$ a partir del valor medio de las 100 clases (índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$) y del conjunto completo de datos ($THD_{I_{vs,WDS}}$).

Se usó el paquete de software Statgraphic Centurion para obtener el modelo de dependencia de $THD_{I_{vs,WDS}}$, del índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$ y del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a $p_{1,vs}$. El mejor ajuste de datos en todos los casos se obtuvo por una ley de potencia:

$$THD_{I_{vs}} = A \cdot p_{1,vs}^{-B} \quad (9.1)$$

El valor de las constantes A y B se estimó a partir del ajuste lineal de la expresión:

$$\ln THD_{I_{vs}} = \ln A - B \cdot \ln p_{1,vs} \quad (9.2)$$

La Figura 9.1 muestra la representación de todos los datos medidos de $THD_{I_{vs}}$ junto

con los índices previamente definidos para cada una de las clases de $p_{1,vs}$, es decir, los índices $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$ y $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$.

Adicionalmente, se representan los ajustes obtenidos a partir del valor medio $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$ y el conjunto completo de datos $THD_{I_{vs,WDS}}$. Para ambos caso se obtiene un valor de R^2 [3] elevado.

Si se compara la bondad del ajuste de los datos del índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$ frente al conjunto completo de datos se obtiene un R^2 de 0,980. Este resultado prueba que el uso de 100 clases (índice $THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}$), en lugar del conjunto completo de datos ($THD_{I_{vs,WDS}}$), fue una aproximación adecuada para determinar el ajuste de datos de los valores $THD_{I_{vs}}$.

Como resultado, de aquí en adelante, se usa el ajuste de datos propuesto del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ basándose en 100 clases.

$$^3 R^2_{THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}}} = 1 - \frac{SS_{THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}res}}}{SS_{THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}tot}}} ; SS_{THD_{I_{vs,av,p_{1,vs}}res}} = \sum_i^{WDS} \left(THD_{I_{vs_i}} - THD_{I_{vs,av,p_{1,vs_i}}} \right)^2$$

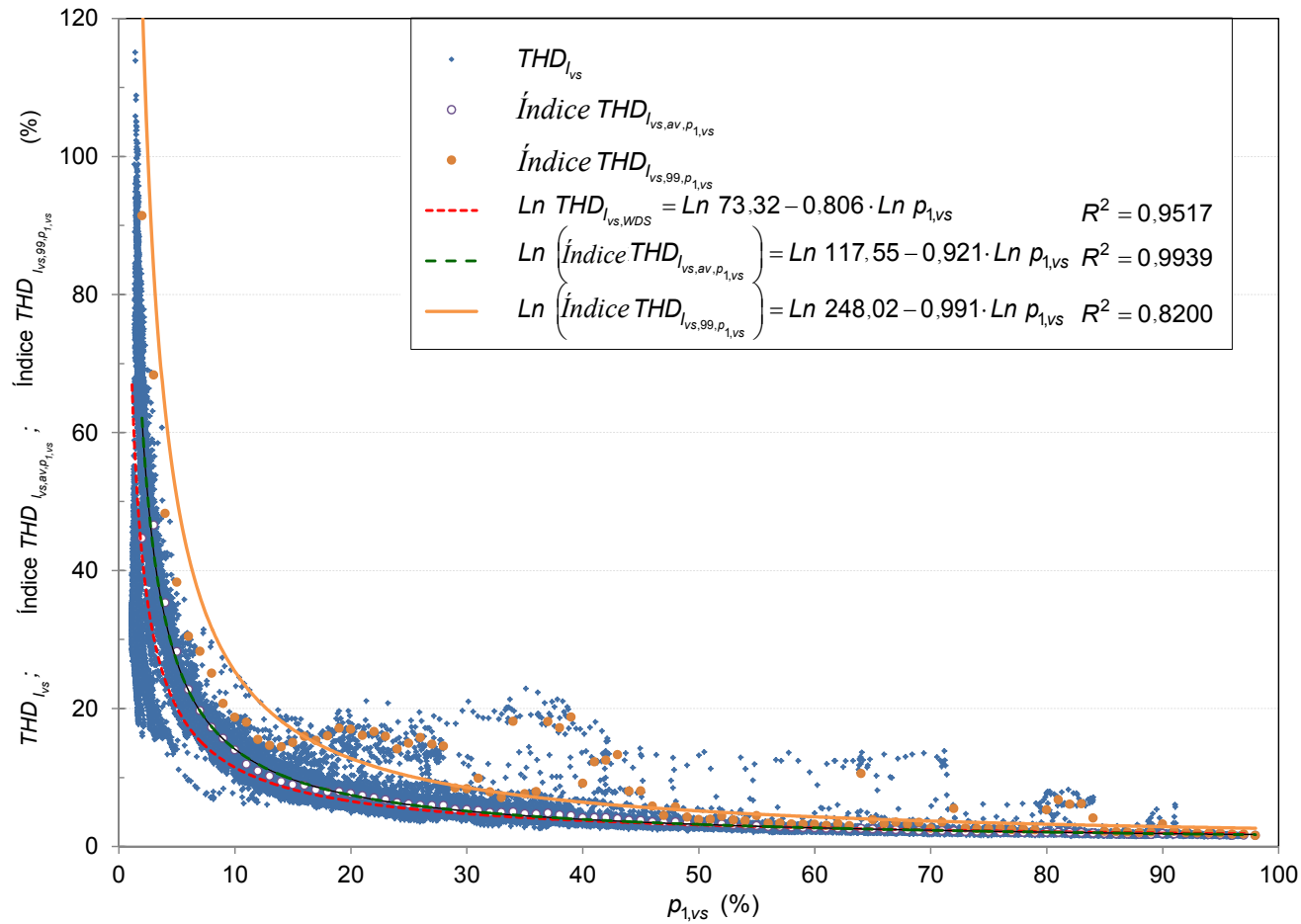


Figura 9.1. Resultados de medidas para los valores de $THD_{I_{vs}}$ e índices $THD_{I_{vs,av},p_{1,vs}}$ y $THD_{I_{vs,99},p_{1,vs}}$ frente a la potencia de salida FV normalizada en la planta FV de 800 kWp.

9.1.2 Emisión de corriente armónica teórica y real para un periodo de tiempo dado

A pesar de que los índices de tiempo muy corto se deben evaluar en una base diaria, el periodo de tiempo de medidas analizado abarcó una semana. El objetivo fue la disposición de más datos (75.438 datos).

La Figura 9.2 refleja la distribución de potencia de salida FV (PDF y CDF) en la planta FV para la semana de otoño analizada. Esta semana incluyó días total o parcialmente nublados y otros soleados.

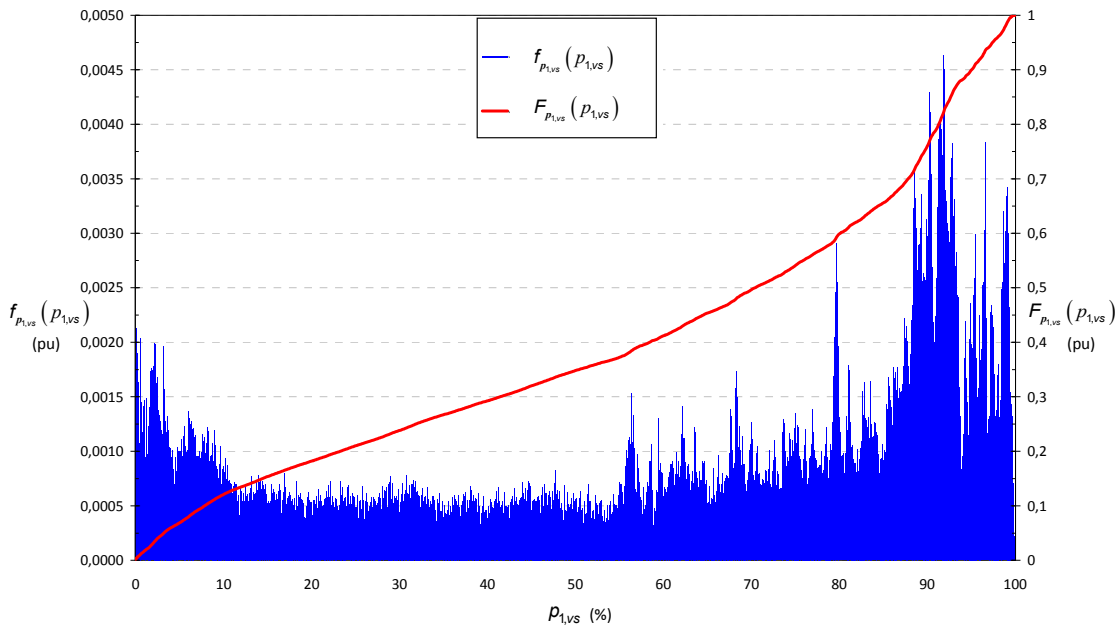


Figura 9.2. Distribución de potencia de salida FV normalizada –PDF ($f_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$) y CDF ($F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$)— en la planta FV de 800 kWp para una semana de otoño.

Las Figuras 9.1 y 9.2 representan gráficas de dos dimensiones donde el índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ y la distribución $f_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$ respectivamente, representados en el eje y, se muestran en función de $p_{1,vs}$ (eje x).

Es posible eliminar entre ambos gráficos la variable $p_{1,vs}$ para obtener el modelo de dependencia y así obtener la distribución del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a

$f_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$ y, posteriormente también la distribución de $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a $F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$ (Figura 9.3-a). Por tanto, se puede obtener el índice de emisión teórico para este periodo de tiempo de evaluación.

En este punto se usó de nuevo el software Statgraphic Centurion para obtener el mejor ajuste de datos (regresión recíproca X) tanto en la Figura 9.3-a, referente de los valores teóricos, como en la Figura 9.3-b referente a los valores reales, ambos para una semana de otoño. Las estadísticas obtenidas se muestran en las Figuras 9.3a-b.

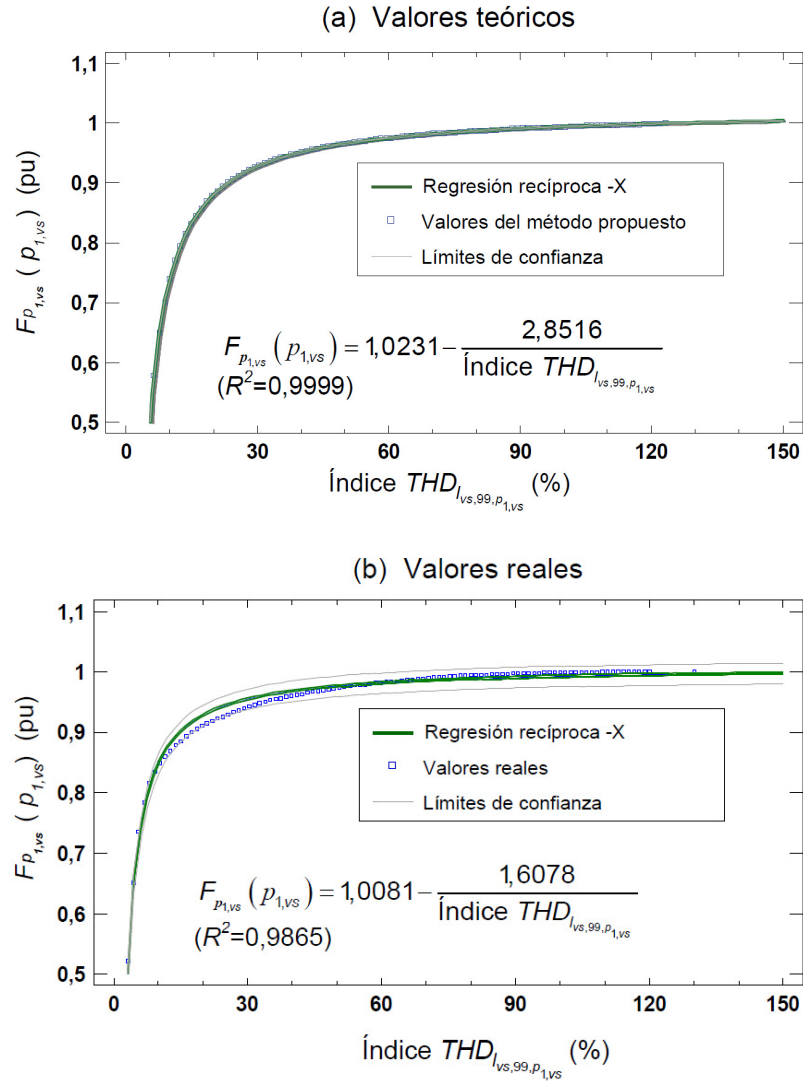


Figura 9.3. Índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ frente a la CDF de la potencia de salida FV normalizada ($F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs})$) para la planta FV de 800 kWp en la semana de otoño analizada. (a) Valores teóricos; (b) Valores reales.

El método propuesto para valorar la emisión de corriente armónica de la planta FV en la semana de otoño consiguió una elevada precisión, puesto que el coeficiente de determinación R^2 entre ambas distribuciones de la Figura 9.3 alcanzó el valor de 0,9950.

El valor observado fue el percentil real 99 en cada intervalo del 1% de potencia de salida FV (Figura 9.3-b); el valor modelado asociado provino del método propuesto en el mismo intervalo. Además, el percentil 99 del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}}$ (índice $THD_{I_{vs,99-1w}}$) en el método propuesto alcanzó el 86,26% frente al valor real correspondiente que fue de 87,05%, es decir, solo un error del 1,14%.

El método propuesto (resultado en la ecuación que se muestra en la Figura 9.3-a) se basó en agrupar en 100 clases la potencia de salida FV. Sin embargo, sería deseable definir un método mejorado, es decir, con un coste de proceso menor, el cual por ejemplo use un número menor de clases (<100).

Para este propósito, la elección de intervalos más amplios para agrupar la potencia de salida FV [160,161], usados en la eficiencia europea de los inversores FV, puede ser conveniente. Bajo esta consideración, el método mejorado eliminó la variable $p_{1,vs}$ entre las Figuras 9.1 y 9.2 usando un número menor de pares de valores. El valor que se considera del índice $THD_{I_{vs,99,p_{1,vs}}^*}$ en los intervalos más amplios debe ser su valor medio.

Los intervalos de potencia de salida FV propuestos en el estudio se basaron en [47,162,163] y se muestran en la Tabla 9.1. Además, se modificaron algunos intervalos para obtener resultados más próximos al caso base (100 intervalos). La Tabla 9.1 resume las ecuaciones de emisión de corriente armónica FV obtenidas por el método mejorado con diferentes propuestas de intervalos. El ajuste de datos (regresión recíproca X) de las nuevas parejas de valores (<100) se llevó a cabo de nuevo con el software Statgraphic Centurion.

La Tabla 9.1 muestra cómo la definición de intervalos más amplios en el modelo #3.2, con un menor coste computacional (6 intervalos frente a 100 del caso base), no disminuyó la precisión del resultado teórico (error del 4,3%). El modelo #2 también alcanzó una precisión adecuada. Sin embargo, es importante resaltar cómo la elección adecuada de intervalos puede ser crítica para la precisión de los resultados.

Tabla 9.1. Distribución teórica del índices $THD_{I_{vs,99,p1,vs}^*}$ e índice $THD_{I_{vs,99-1w}}$ y el error de estimación para intervalos más amplios de potencia de salida (>1%) en la planta FV de 800 kWp en la semana de otoño.

Modelo de eficiencia del inversor	Intervalos de potencia de salida referenciados a FV $p_{1,vs}$	$F_{p_{1,vs}}(p_{1,vs}) = C + \frac{D}{\text{Índice } THD_{I_{vs,99,p1,vs}^*}}$	R^2 Ajustado	Índice $THD_{I_{vs,99-1w}}$	Estimación del error ^[a] (%)
	(%)	C	D		
Modelo Europeo (#1) ^[160,161]	0-5-10-20-30-50-100	0,9634	-1,2309	92,574	-46,272
Modificación 1 del modelo #1 (#1.1)	0- 2,5 -5-10-20-30-50-100	0,9654	-1,2425	94,330	-50,599
Modificación 2 del modelo #1 (#1.2)	0-5-10-20-30-50- 75 -100	0,9943	-1,6989	97,439	393,619
Modelo California Energy Commission (#2) ^[162,163]	0-10-20-30-50-75-100	1,0082	-1,7542	96,778	96,069
Modelo de Sidrach-de-Cardona (#3) ^[47]	0-10-30-50-70-100	1,0232	-1,7324	99,605	52,149
Modificación 1 del modelo #3 (#3.1)	0-10-30-50- 60 -70-100	1,0235	-1,8035	99,312	53,900
Modificación 2 del modelo #3 (#3.2)	0- 5 -10-30-50-70-100	1,0085	-1,6613	98,766	89,945
Modificación 3 del modelo #3 (#3.3)	0- 2,5-5-7,5 -10-30-50-70-100	0,9831	-1,5753	92,574	-228,631
Intervalos incluidos en relación con el modelo de referencia se muestran en negrita		El mejor ajuste de datos se muestra en letra negrita cursiva		^[a] En caso base (100 intervalos) Índice $THD_{I_{vs,99-1w}} = 86,26\%$	

CAPÍTULO 10

Conclusiones y futuras líneas de investigación

10.1 Conclusiones y aportaciones de la Tesis

En esta Tesis Doctoral se ha presentado, a raíz de la creciente penetración de sistemas FVs en las redes de distribución a nivel mundial y el consecuente aumento de problemas de calidad de potencia, un análisis detallado de calidad de potencia en este ámbito, centrándose especialmente en armónicos, flicker y desequilibrios de tensión. Las principales conclusiones del trabajo se resumen a continuación, como aportaciones originales de la Tesis.

En primer lugar, se ha presentado una revisión extensa del estado del arte en relación con la gestión de emisiones perturbadoras desde los sistemas FVs bajo la perspectiva de normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, International Electrotechnical Commission). Esta gestión no sólo ha incluido la gestión de la compatibilidad electromagnética para grandes sistemas FVs conectados a redes de BT y MT, sino también la gestión de emisiones perturbadoras para pequeños sistemas FVs conectados en BT.

Es interesante destacar que se ha encontrado una fuerte dependencia entre la gestión

de las emisiones perturbadoras y las características de la red. Así, en entornos urbanos, valores usuales elevados de potencia de cortocircuito, debidos a las bajas impedancias de líneas subterráneas, posibilitan un nivel de emisión perturbador mayor. Por contra, en áreas menos pobladas (entorno semirural o rural), valores usuales más bajos de potencia de cortocircuito, debidos a largas líneas aéreas, posibilitan un nivel de emisión perturbador menor.

Otro importante hallazgo ha sido revelar que la presencia de sistemas FVs puede incrementar la potencia servida del área, por lo tanto se pueden prever menores emisiones mediante los métodos IEC. Además, los sistemas FVs pueden incrementar levemente la potencia de cortocircuito disponible teniendo efectos (posiblemente) indirectos en los métodos IEC.

Con el objetivo de medir y valorar las características de calidad de potencia de los sistemas FVs de una forma coherente, esta Tesis ha presentado una revisión en profundidad de este aspecto, centrándose en las perturbaciones anteriormente citadas (armónicos, flicker y desequilibrios). Fruto de esta revisión, se ha recomendado una serie de índices de calidad de potencia y el procedimiento de medida para evaluar la calidad de potencia. El conocimiento de ambos aspectos posibilita conocer el nivel de emisión perturbador de los sistemas FVs.

La valoración del cumplimiento con los requerimientos de calidad de potencia recomendados en esta Tesis para un sistema FV real ha sido llevada a cabo a partir de medidas de campo, más concretamente en una planta FV en MT. Así, se ha revelado que los objetivos de emisión perturbadora establecidos en esta Tesis para la planta FV monitorizada no siempre se han alcanzado, pudiendo destacar las siguientes conclusiones:

- En relación con los armónicos, en intervalos de baja potencia de salida FV ($<10\%$), se ha mostrado que la emisión de corriente armónica superan los límites casi por todos los órdenes de armónico. Sin embargo, las emisiones cumplen con creces los objetivos para intervalos mayores de potencia de salida FV. Es importante subrayar que estos objetivos dependen de las características de la red en el punto de conexión y la potencia agregada del sistema FV.
- En relación con el flicker y la variación lenta de tensión, aunque no se ha podido excluir totalmente que existan problemas relacionados con estas perturbaciones debido a la operación del sistema FV, a partir de la medidas presentadas en esta

Tesis, se ha recalcado que ambas emisiones perturbadoras tienen una importancia marginal cuando tratamos con sistemas FVs.

- En relación con el desequilibrio se ha mostrado un comportamiento similar al de los armónicos. Así, el objetivo de emisión de corriente desequilibrada fundamental ha sido sólo superado para el intervalo de baja potencia de salida FV ($<10\%$). No obstante, el incumplimiento del objetivo de emisión de desequilibrio de corriente siempre ha tenido lugar, para todos los intervalos de potencia, cuando el armónico de orden 5º ha sido considerado. Cabe destacar que este armónico, fundamentalmente de secuencia negativa, ha tenido una contribución importante al desequilibrio real.

Por último, se ha mostrado en esta Tesis una visión más precisa de la emisión de corriente armónica de los sistemas FVs, mediante el análisis de datos experimentales y la propuesta de un método para su valoración en un periodo de tiempo dado.

En este sentido, los resultados mostrados en la Tesis han reflejado que la emisión de corriente armónica depende fundamentalmente del nivel de potencia de salida FV, llegando hasta una variación del 200% en valor absoluto. A su vez, se ha mostrado cómo las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa alcanzan sus valores máximos relativos en ambos extremos de potencia de salida FV (baja y alta potencia de salida FV). Para los armónicos que se han encontrado más significativos, es decir, los armónicos de orden 5º y 7º, este comportamiento fundamentalmente se ha debido a un control ineficiente de la potencia armónica reactiva.

Se ha mostrado cómo las tensiones armónicas de fondo tienen un bajo impacto sobre las corrientes armónicas ($<10\text{-}20\%$) puesto que sus valores máximos permisibles [69,136] se han cumplido en la campaña de medida. El mayor impacto sobre cada corriente armónica ha estado originado por la tensión armónica correspondiente. No obstante, no se puede descartar la influencia de otras tensiones armónicas, bien sean de la misma secuencia o de un orden bajo.

A su vez, esta Tesis en este bloque de análisis, ha proporcionado un resultado interesante donde se revela cómo las corrientes armónicas FVs de menor orden amplifican las tensiones armónicas de fondo, a bajas potencias de salida. Este resultado incentiva requerimientos adicionales para los inversores FVs, ya que la actual falta de requerimientos acerca de los ángulos de fase de las corrientes armónicas puede conducir a un riesgo mayor de influencia no controlada entre la red y el sistema FV.

La necesidad creciente para registrar medidas de corrientes armónicas en sistemas FVs en cualquier periodo de tiempo, usando un equipamiento de medida que no sea costoso o sofisticado, ha brindado la opción de proponer un método de medida alternativo para la emisión de corriente armónica FV.

El método de medida se basa en la medida de potencia de salida FV y el modelo de dependencia para la potencia de salida FV de la emisión de corriente armónica FV. Puesto que los fabricantes de inversores FVs raramente proporcionan este modelo, se obtiene dicho modelo estadístico a partir de los datos monitorizados de una planta FV. El modelo estadístico que se implementa alcanza una alta precisión, con un coste de proceso bajo.

Este método de medida propuesto se puede usar también para comparar la emisión de corriente armónica de inversores FVs en cualquier periodo de tiempo y localización geográfica.

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

- Se hace necesario ampliar la visión y considerar los sistemas FVs en su globalidad (todos los inversores FVs en un sistema trabajando en conjunto) en relación a las emisiones perturbadoras.
- Es necesaria la especificación de una normativa internacional uniforme que detalle claramente índices y objetivos para los requerimientos de emisión de calidad de potencia, en particular para las plantas FVs.
- Es necesario una definición clara de los requerimientos de calidad de potencia en relación a los diferentes niveles de potencia de salida FVs.
- La clarificación de los requerimientos técnicos de calidad de potencia de la interconexión de sistemas FVs promoverá su integración sostenible en las redes de distribución

10.2 Futuras líneas de investigación

El crecimiento continuo de los sistemas FVs conectados a red tanto en número de instalaciones, como en el incremento de la potencia unitaria, plantea la necesidad de que éstos se deban considerar en el diseño futuro de redes eléctricas de distribución en lo referente a la calidad de potencia. A partir de esta consideración y de los resultados

obtenidos en la Tesis Doctoral, se sugieren los siguientes trabajos como futuras líneas de investigación:

- Determinar de forma precisa los requerimientos de calidad de potencia que se deben incluir en las normas para sistemas FVs fruto de los resultados de esta Tesis.
- Análisis del impacto de otras emisiones perturbadoras provenientes de los sistemas FVs, no estudiados en esta Tesis.
- Estudio de soluciones de diseño en inversores FVs, del circuito de control de corriente de salida, para cumplir requerimientos más estrictos en relación con emisión de corriente armónica y desequilibrio de corriente en intervalos de potencia baja.
- Estudio de soluciones de diseño en inversores FVs acerca de los ángulos de fase de las corrientes armónicas para no incurrir en un riesgo no controlado en la interconexión de los sistemas FVs y la red de distribución.

ANEXOS

Anexo 1

A1. Caracterización general del fenómeno de calidad de potencia

A1.1. Definición del término perturbación

Al igual que sucede con el concepto de calidad de potencia, hay diferentes definiciones destinadas al concepto de perturbación. Así, la Comisión Electrotécnica Internacional, define como perturbación toda modificación indeseable, y casi siempre imprevisible, de una señal entrante distinta de la señal de referencia de la red.

La perturbación también se puede definir como el conjunto de distorsiones o condiciones que producen resultados no deseados para el equipo, instalaciones o el sistema. Más concretamente, se puede definir perturbación de calidad de potencia como aquella desviación de tensión o corriente de la forma de onda ideal.

Se considera la forma de onda ideal en un sistema de potencia de tres fases, como tres formas de onda sinusoidales, caracterizadas por unos valores fijos de frecuencia y amplitud, y una desviación de $\frac{2\pi}{3}$ radianes entre cada una de las fases.

El anexo 2 hace relación entre las perturbaciones de calidad de potencia y los niveles de compatibilidad electromagnética, presentando diferentes conceptos que ayudan a comprender la estrecha relación que guardan.

A1.2. Normativa relacionada

El creciente interés por la calidad de potencia es visible, entre otras cosas, por el gran número de publicaciones sobre el tema [1-172]. Un buen número de normas [15-25,38,40,136,137,165-172] se han desarrollado durante los últimos años bajo el amparo de organizaciones para tratar aspectos relacionados con la calidad de potencia. Entre las organizaciones más importantes están:

- IEC: International Electrotechnical Commission (normas IEC).
- IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (normas IEEE).
- CENELEC: European Committee for Electrotechnical Standardization (normas

EN).

- ANSI: American National Standards Institute (elabora normas ANSI).

Actualmente, las normas relacionadas con la calidad de potencia más aceptadas a nivel internacional provienen de las instituciones IEC y IEEE. Las Tablas A1.1 y A1.2 muestran un resumen de normas de estas dos instituciones en concreto.

Tabla A1.1. Normas IEEE relevantes para calidad de potencia.

Ámbito de estudio	Normativa
Armónicos	IEEE Std C57.110, IEEE Std 519, IEEE Std 929
Perturbaciones	ANSI C62.41, IEEE Std 1100, IEEE Std 1250
Equipo de mitigación	IEEE Std 446, IEEE Std 1035, IEEE Std 1250
Interfaz con la compañía	IEEE Std 446, IEEE Std 1001, IEEE Std 1035
Monitorización	IEEE Std 1100, IEEE Std 1159
Inmunidad de la carga	IEEE Std 141, IEEE Std 446, IEEE Std 1100

Tabla A1.2. Normas IEC relevantes para calidad de potencia.

Ámbito de estudio	Normativa
Definiciones y metodología	61000-1-X
Entorno	61000-2-X
Límites	61000-3-X
Pruebas y mediciones	61000-4-X
Instalación y mitigación	61000-5-X
Inmunidad genérica y emisiones	61000-6-X

A1.3. Tipo de perturbaciones y su clasificación

Hay diversas clasificaciones para las perturbaciones electromagnéticas en la red eléctrica atendiendo a las diferentes instituciones (IEEE, IEC, CENELEC, ANSI, etc.).

La serie de normas IEC relacionadas con la compatibilidad electromagnética clasifica las perturbaciones en fenómenos conducidos de baja frecuencia (hasta 9 kHz) y alta frecuencia, fenómenos radiados de baja y alta frecuencia, fenómenos de descarga electrostática y pulso electromagnético nuclear (Tabla A1.3).

Tabla A1.3. Fenómenos principales que originan perturbaciones electromagnéticas. Clasificación según normas IEC [80].

Fenómenos conducidos de baja frecuencia
Armónicos, interarmónicos
Sistemas de señalización (onda portadora por línea de alta tensión)
Fluctuaciones de tensión (flicker)
Huecos e interrupciones de tensión
Desequilibrios de tensión
Variaciones de la frecuencia
Tensión inducida de baja frecuencia
Corriente directa en redes de alterna
Fenómenos radiados de baja frecuencia
Campos magnéticos
Campos eléctricos
Fenómenos conducidos de alta frecuencia
Tensión o corriente inducida de onda continua (CW)
Transitorios unidireccionales
Transitorios oscilatorios
Fenómenos radiados de alta frecuencia
Campos magnéticos
Campos eléctricos
Campos electromagnéticos
Ondas continuas
Transitorios
Fenómenos de descarga electrostática

Los fenómenos mostrados en la

Tabla A1.3 también se pueden clasificar según los atributos que se enumeran a continuación en relación al estado estacionario de los fenómenos o perturbaciones [80]:

- Amplitud.
- Frecuencia.
- Espectro.
- Modulación.
- Impedancia fuente.

Para aquellos fenómenos que no se incluyen en la categoría de fenómeno no estacionario, se pueden requerir otros atributos:

- Razón de elevación.
- Amplitud.
- Duración.
- Espectro.

- Frecuencia.
- Razón de ocurrencia.
- Potencial de energía.
- Impedancia fuente.

La Tabla A1.4 clasifica las perturbaciones en siete categorías (IEEE 1159 [144]): transitorios, variaciones de corta duración, variaciones de larga duración, desequilibrio de tensión, distorsión de forma de onda, fluctuaciones de tensión y variación de la frecuencia. En cada categoría, la perturbación se categoriza en función de su contenido espectral, la duración de la perturbación y la magnitud de tensión según cada caso. Estas categorías y sus descripciones son importantes con el fin de describir correctamente el fenómeno electromagnético que puede causar el problema de calidad eléctrica.

Tabla A1.4. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia (Norma IEEE 1159 - 1995).

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de tensión típica
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1. Nanosegundos	5 ns de elevación	< 50 ns	
1.1.2. Microsegundos	1 μs de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3. Milisegundos	0,1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2. Oscilatorios			
1.2.1. Baja frecuencia	<5 kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.1. Frecuencia media	5 - 500 kHz	20 μs	0 - 8 pu
1.2.3. Alta frecuencia	0,5 - 5MHz	5 μs	0 - 4 pu
2.0 Variaciones de corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1. Interrupción		0,5 - 30 ciclos	< 0,1 pu
2.1.2. Hueco (Sag, dip)		0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
2.1.3. Sobretensión (Swell)		0,5 - 30 ciclos	1,1-1,8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1. Interrupción		30 ciclos - 3 s	< 0,1 pu
2.2.2. Hueco (Sag, dip)		30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 pu
2.2.3. Sobretensión (Swell)		30 ciclos - 3 s	1,1 - 1,4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1. Interrupción		3 s - 1 min	< 0,1 pu
2.3.2. Hueco (Sag, dip)		3 s - 1 min	0,1 - 0,9 pu
2.3.3. Sobretensión (Swell)		3 s - 1 min	1,1 - 1,2 pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1. Interrupción, sostenida		> 1 min	0,0 pu
3.2. Baja tensión		> 1 min	0,8 - 0,9 pu
3.3. Sobretensión		> 1 min	1,1 - 1,2 pu
4.0 Desequilibrio en tensión		Estado estable	0,5 - 2%
5.0 Distorsión de la forma de onda			

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de tensión típica
5.1. Componente continua (DC offset)		Estado estable	0 - 0,1 %
5.2. Armónicos	Del armónico 1 al 100	Estado estable	0 - 20 %
5.3. Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado estable	0 - 2 %
5.4. Muecas en tensión		Estado estable	
5.5. Ruido	Banda ancha	Estado estable	0 - 1 %
6.0. Fluctuaciones de tensión	< 25 Hz	Intermitente	0,1 - 7 %
7.0. Variaciones de la frecuencia		< 10 s	

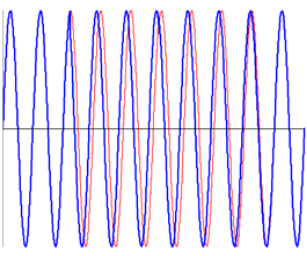
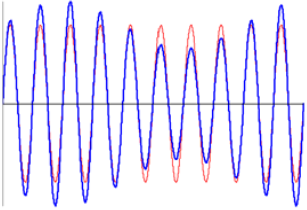
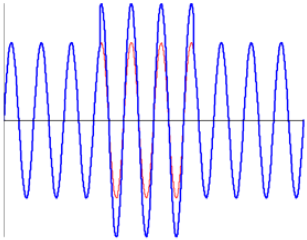
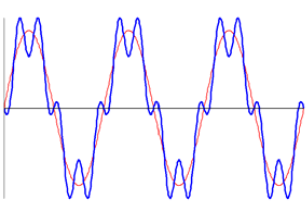
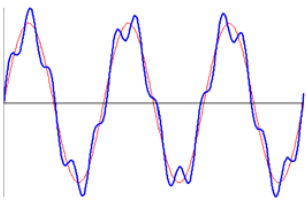
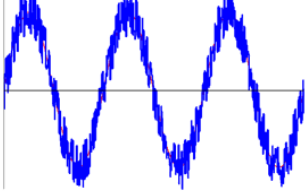
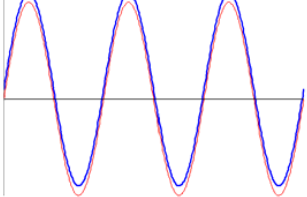
Una tercera clasificación [79] cataloga las perturbaciones como “Eventos” y “Variaciones”. Se consideran eventos las perturbaciones ocasionales pero con una desviación significativa de la tensión/corriente de su forma de onda nominal o ideal. Las variaciones se consideran como pequeñas desviaciones de tensión de su forma de onda nominal. Las variaciones se caracterizan por un valor en un tiempo determinado siendo monitorizada continuamente.

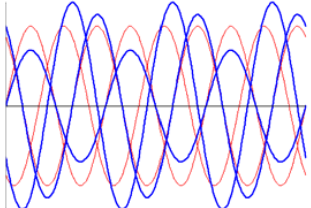
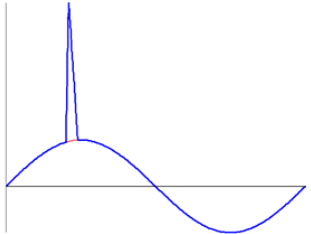
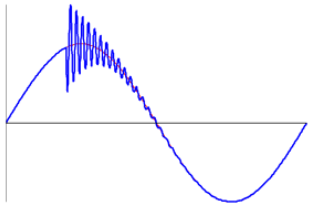
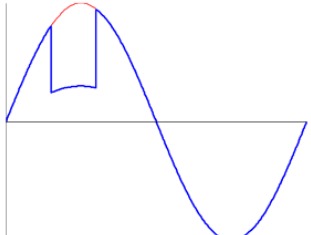
Centrándose en los criterios de las normas IEC, las principales perturbaciones que pueden existir en el suministro eléctrico son las siguientes:

- Distorsión de forma de onda periódica (armónicos e interarmónicos).
- Fluctuaciones de tensión, flicker.
- Interrupciones cortas de tensión, caídas e incrementos.
- Desequilibrios.
- Sobre tensiones transitorias.

La Tabla A1.5 muestra un breve resumen descriptivo de las principales perturbaciones dentro del cual se encuentran las perturbaciones tratadas en esta Tesis (flicker, armónicos y desequilibrios). La caracterización de estos tres tipos de perturbaciones se trata en el anexo 3.

Tabla A1.5. Tipos de perturbaciones.

Tipo de perturbación	Resumen descriptivo de la perturbación	Imagen
Variaciones de frecuencia	Alteraciones de la frecuencia de red.	
Flicker o parpadeo	Variación de la envolvente de la onda de tensión.	
Sobretensiones	Aumento de la tensión	
Armónicos de tensión/corriente	Desviación permanente de la forma de onda caracterizada, a partir del desarrollo en serie de Fourier, como la superposición de tensiones sinusoidales múltiplos enteros de la frecuencia fundamental y con un desfase determinado.	
Interarmónicos	Desviación permanente de la forma de onda caracterizada, a partir del desarrollo en serie de Fourier, como la superposición de tensiones sinusoidales múltiplos no enteros de la frecuencia fundamental.	
Ruido	Perturbación periódica de la tensión originada por la conexión/desconexión en convertidores electrónicos de potencia.	
Desajuste de DC	Presencia de un nivel de tensión continua típicamente menor del 0,1%	

Tipo de perturbación	Resumen descriptivo de la perturbación	Imagen
Desequilibrios	Desigualdad entre las amplitudes y/o los desfases de las tensiones de un sistema trifásico.	
Impulsos	Cambio repentino en la tensión, corriente o ambos, unidireccional en polaridad	
Oscilaciones	Cambio repentino en la tensión o en la corriente, con polaridad positiva y negativa	
Interrupciones breves o micro cortes	Faltas en la red eléctrica derivadas del normal funcionamiento de las protecciones y sistemas de reenganche	

Anexo 2

A2. Compatibilidad electromagnética

A2.1. Definición y niveles de compatibilidad electromagnética

Las normas correspondientes a la serie UNE-EN 61000-X denominadas de Compatibilidad Electromagnética (CEM) [164] definen el concepto de compatibilidad electromagnética como “la aptitud de un equipo para funcionar satisfactoriamente en un ambiente electromagnético sin introducir perturbaciones intolerables en ese ambiente”.

La compatibilidad electromagnética tiene que ver con la interacción mutua entre el equipo y el suministro. Así, uno de los principios de las normas destinadas a la compatibilidad electromagnética es definir los dispositivos que operan en el mismo entorno, que se pueden considerar como emisores de esa perturbación electromagnética (cargas emisoras o perturbadoras) o como receptores susceptibles de esta perturbación (cargas susceptibles).

Dentro de la compatibilidad electromagnética se usan dos términos importantes:

- La emisión es la contaminación electromagnética producida por un dispositivo. Consecuentemente, la emisión por separado de cada fuente de perturbación tiene que ser tal, que la emisión conjunta de todas las fuentes no exceda los niveles de perturbación esperados en el medio electromagnético. La emisión está relacionada con el término de calidad de la corriente.
- La inmunidad es la habilidad del dispositivo para soportar la contaminación electromagnética. Ésta suele estar relacionada con el término calidad de tensión [79].

El concepto del nivel de compatibilidad apareció para probar y mejorar los equipamientos desde el punto de vista de la calidad de potencia. En la compatibilidad electromagnética se definen un límite de emisión y un límite de inmunidad.

El límite de inmunidad de los equipos permite trabajar satisfactoriamente con el nivel de perturbación previsto, es decir, este límite de inmunidad es considerado un nivel máximo de perturbación electromagnética de forma que al actuar sobre un sistema en particular no provoque ninguna degradación en su funcionamiento. Se caracteriza por ser mayor o igual que el nivel de compatibilidad, al contrario que el límite de emisión

siendo éste menor o igual que el nivel de compatibilidad.

En relación con la compatibilidad electromagnética también está la definición de diferentes márgenes. Así, se definen los márgenes de inmunidad, emisión y compatibilidad:

- El margen de inmunidad es la relación entre el límite de inmunidad y el nivel de compatibilidad.
- El margen de emisión es la relación entre el nivel de compatibilidad con el nivel de emisión.
- El margen de compatibilidad es igual al producto del margen de emisión y el margen de inmunidad. De esta forma, cuanto mayor sea el margen de compatibilidad, menor es el riesgo que la emisión de perturbación dé lugar a interferencias en un receptor.

Los dos primeros márgenes definidos no son de vital importancia, ya que el nivel de compatibilidad es solo un nivel predefinido para fijar límites de emisión y de inmunidad. Sin embargo, sí hay que incidir en la importancia del margen de compatibilidad.

Las Figuras A2.1 y A2.2 muestran los diferentes niveles, márgenes indicados y la relación entre ellos. Las definiciones de todos ellos vienen establecidas por las normas IEC relacionadas con la compatibilidad electromagnética (anexo 1).

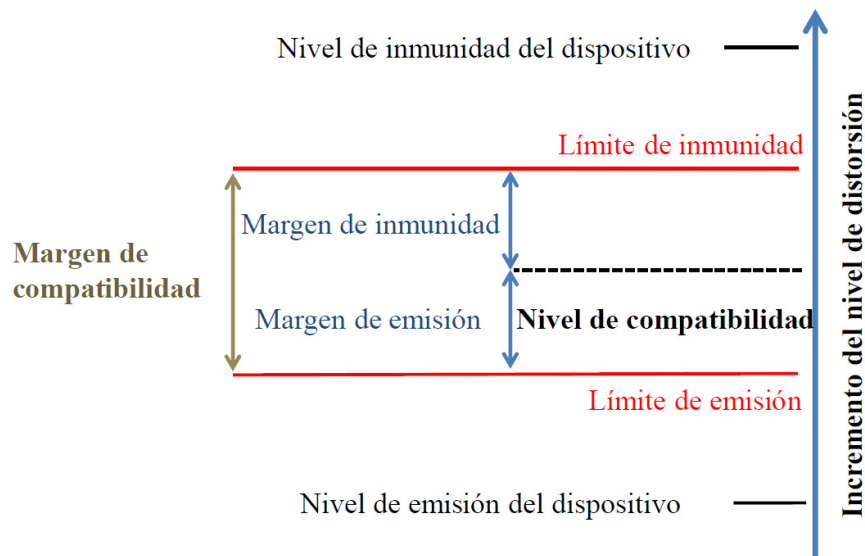


Figura A2.1. Niveles, límites y márgenes usados en las normas de compatibilidad electromagnética [79].

Para tener en cuenta las diferentes sensibilidades de los dispositivos con respecto a las perturbaciones, se introduce una función de densidad de probabilidad (PDF) del nivel de inmunidad del equipo, dando información de la probabilidad de mal funcionamiento o de daños en el aparato. En la práctica, en relación a la curva del nivel de inmunidad del equipo, se elige el nivel de inmunidad del dispositivo igual al valor de la perturbación, lo que permite una pequeña probabilidad (típicamente 5%) de deterioro del dispositivo.

Evidentemente, para lograr la compatibilidad electromagnética es necesario que la emisión producida por las cargas perturbadoras esté por debajo del nivel que pueda ocasionar una degradación indeseable del funcionamiento de los equipos. Además, las cargas deben de tener un nivel de inmunidad frente a los niveles de distorsión existentes en el medio, igual o superior al límite de compatibilidad.

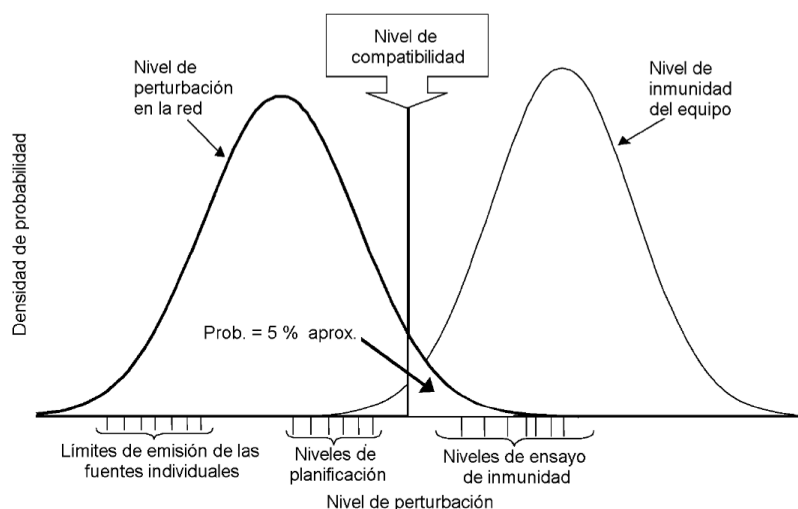


Figura A2.2. Relación entre los niveles de compatibilidad, planificación e inmunidad [172].

La evaluación de la compatibilidad electromagnética entre las características de suministro y la sensibilidad del equipamiento se lleva a cabo mediante lo que en esta Tesis se ha denominado como índice. Un índice queda definido como el valor resultante (valor de un percentil) del tratamiento estadístico de un conjunto de datos monitorizados de una variable concreta durante un tiempo determinado (p. ej., una semana, un día, una hora, etc.) y con una agregación de medida de un intervalo especificado (p. ej., 200 ms, 3 s, 10 min y 2 h).

Estos índices no deberán superar los objetivos establecidos por la normativa vigente en cada caso. Así, si el índice no supera el objetivo se considera que se alcanza la calidad de potencia en un punto determinado de la red.

Anexo 3

A3. Caracterización de una perturbación

La caracterización de cada perturbación se realiza por medio de una variable determinada. A continuación se describen, para cada una de las perturbaciones analizadas en esta Tesis, las variables más usadas según las referencias consultadas.

A3.1. Armónicos

Esta perturbación, considerando que es una función periódica, se puede descomponer según el teorema de Fourier en una suma infinita de funciones más simples.

Bajo ciertas condiciones analíticas, una función periódica cualquiera puede considerarse integrada por una suma de funciones sinusoidales, incluyendo un término constante en caso de asimetría respecto al eje de las abscisas, siendo el primer armónico, el denominado también como señal fundamental, del mismo período y frecuencia que la función original y el resto serán funciones sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la componente fundamental. Estos términos se denominan armónicos de la función periódica original:

$$X(t) = X_m^p + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} X_h^p \sin(h\omega t + \phi_p^h) \quad (\text{A3.1})$$

donde:

$X(t)$: Tensión/corriente instantánea de la fase (siendo las diferentes fases $p = a, b, c$)

X_m^p : Valor medio de tensión/corriente

ϕ_p^h : Ángulo de fase inicial de la tensión/corriente para el armónico de orden h -ésimo

X_h^p : Valor eficaz de la tensión/corriente para el armónico h -ésimo

Los armónicos en los sistemas de potencia se originan por cargas no lineales. Esta distorsión puede afectar a otros usuarios de la red de distribución que únicamente posean cargas lineales.

Las ecuaciones A3.2 y A3.3 expresan la variable tensión (corriente) en función del armónico fundamental U_1 (I_1) y una descomposición infinita de armónicos U_h (I_h):

$$U_1 = \sqrt{2} \cdot U_{RMS,1} \cdot \text{sen}(w_1 t + \alpha_1); U_H = \sum_{h \neq 1} \sqrt{2} \cdot U_{RMS,h} \cdot \text{sen}(hw_1 t + \alpha_h) \quad (\text{A3.2})$$

$$I_1 = \sqrt{2} \cdot I_{RMS,1} \cdot \text{sen}(w_1 t + \beta_1); I_H = \sum_{h \neq 1} \sqrt{2} \cdot I_{RMS,h} \cdot \text{sen}(hw_1 t + \beta_h) \quad (\text{A3.3})$$

donde:

w_1 : Frecuencia fundamental de la red

α_h : Ángulo de fase de la tensión armónica h -ésima

β_h : Ángulo de fase de la corriente armónica h -ésima

θ_h : Ángulo de fase entre el fasor de tensión y corriente armónica h -ésima

$$\theta_h = \alpha_h - \beta_h \quad (\text{A3.4})$$

La evaluación de los armónicos en un POC, al igual que otro tipo de perturbaciones de calidad de potencia, requiere una cantidad significativa de datos para su medida y de un parámetro para su caracterización.

A3.1.1 Variables para la caracterización de armónicos

Las referencias bibliográficas utilizadas en esta Tesis utilizan diferentes variables para caracterizar los armónicos [19,59,79,141]:

- Valor eficaz individual de X (tensión/corriente) para el armónico h -ésimo (X_h).

La relación entre el valor eficaz e instantáneo de X viene dada por::

$$X_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T_p} \int_{t_0}^{t_0+T_p} X^2(t) dt} \quad (\text{A3.5})$$

donde:

T_p : Periodo de la señal periódica

t_0 : Intervalo de tiempo inicial

X_{RMS} : Valor eficaz de X

Teniendo en cuenta las ecuaciones A3.2 y A3.3, los valores eficaces de tensión y corriente se pueden definir como suma de señales de tensión o corriente de diferentes frecuencias:

$$X_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^n X_h^2} \quad (A3.6)$$

donde:

X_{RMS} : Valor eficaz de X

X_h : Valor eficaz de X para el armónico h -ésimo

Particularizando para el caso de tensión y corriente resulta la ecuación (A3.7):

$$U = \sqrt{U_1^2 + \sum_{h \neq 1}^n U_h^2} ; I = \sqrt{I_1^2 + \sum_{h \neq 1}^n I_h^2} \quad (A3.7)$$

donde:

U_1 : Componente fundamental de la tensión

I_1 : Componente fundamental de la corriente

$\sum_{h \neq 1}^n U_h^2$: Descomposición finita de los armónicos de tensión

$\sum_{h \neq 1}^n I_h^2$: Descomposición finita de los armónicos de corriente

- Distorsión armónica total de X (THD_X). Esta variable proporciona la relación entre el valor eficaz de la suma de componentes armónicas y el valor eficaz de la componente fundamental X_1 .

$$THD_X = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (X_h)^2}}{X_1} \quad (A3.8)$$

- Distorsión de fase total de X (TPD_X) [59,141]. El uso de esta variable es preferible en algunas ocasiones en lugar de la variable clásica distorsión armónica total de X (THD_X), ya que permite relacionar la distorsión existente debido a efectos de desequilibrio y distorsión [141]. Particularizando para la corriente se tiene:

$$TPD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left[(I_h^1)^2 + (I_h^2)^2 + (I_h^0)^2 \right]}}{\sqrt{(I_1^1)^2 + (I_1^2)^2 + (I_1^0)^2}} \quad (A3.9)$$

donde:

I_h^1 : Desequilibrio en corriente de la secuencia positiva para el armónico de orden h -ésimo

I_h^2 : Desequilibrio en corriente de la secuencia negativa para el armónico de orden h -ésimo

I_h^0 : Desequilibrio en corriente de la secuencia cero para el armónico de orden h -ésimo

I_1^1 : Desequilibrio en corriente de la secuencia positiva para la corriente fundamental

I_1^2 : Desequilibrio en corriente de la secuencia negativa para la corriente fundamental

I_1^0 : Desequilibrio en corriente de la secuencia cero para la corriente fundamental

- Distorsión de demanda total de X (TDD_x). Normalmente referida a distorsión en corriente (I), se expresa de la forma siguiente [19]:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_L} \cdot 100 \quad (A3.10)$$

donde:

I_L : Máxima demanda de corriente de carga

I_h : Armónico de corriente de orden h -ésimo

La bibliografía consultada hace referencia a otras variables, que podrían resultar complementarias a las anteriores, para evaluar los armónicos en un sistema de potencia. Así, se encuentra la variable residuo de distorsión total (TDC) y la relación de distorsión total (TDR) [172]. Las normas de medidas y ensayos de compatibilidad electromagnética [136] presentan otras variables como la tasa de distorsión total de un subgrupo armónico ($THDS$) y la distorsión armónica parcialmente ponderada ($PWHD$).

A3.2. Flicker

El flicker es considerado como una variación de la tensión de entrada, suficiente en duración, para permitir la observación visual de un cambio en la intensidad de una fuente luminosa. Cuantitativamente, el parpadeo de tensión se puede expresar como el cambio en la tensión a través del valor nominal expresado como porcentaje.

El flicker puede provocar una fluctuación muy brusca de la tensión pudiendo provocar un fallo inmediato o de vida útil del equipo [79]. En las redes de BT, estas variaciones de tensión se pueden provocar por cargas fluctuantes, por el funcionamiento de los reguladores en carga de los transformadores o por otros ajustes operacionales de la red de distribución o de los equipos conectados a ésta.

A3.2.1 Variables para la caracterización del flicker

La caracterización del flicker se determina mediante la variable flicker de corta y larga duración:

- Flicker de corta duración (P_{st} , valor de 10 min) [137]. La medida de la severidad del flicker basado en un periodo de observación de 10 min (T_{st}) se denomina P_{st} y se calcula a partir de los siguientes percentiles [137]:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1al} + 0,0657P_{3al} + 0,28P_{10al} + 0,08P_{50al}} \quad (A3.11)$$

donde:

$P_{0,1}$: Nivel de flicker al 0,1% del tiempo de observación

P_{1al} : Nivel de flicker al 1% del tiempo de observación

P_{3al} : Nivel de flicker al 3% del tiempo de observación

P_{10al} : Nivel de flicker al 10% del tiempo de observación

P_{50al} : Nivel de flicker al 50% del tiempo de observación

El sufijo “al” indica que debería usarse el valor alisado.

- Flicker de larga duración (P_{lt} , valor de 2 h) [137]. La medida de la severidad del flicker de larga duración P_{lt} se calcula a partir de los valores de severidad del flicker de corta duración (P_{st}) a lo largo de un periodo de tiempo apropiado relacionado con el ciclo de trabajo de las cargas. Esta variable normalmente está definida para 2 horas:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3} \quad (A3.12)$$

donde:

P_{sti} Lecturas consecutivas de la severidad del flicker de corta duración (P_{st}) ($i=1,2,3,\dots$).

A3.3. Desequilibrio

El desequilibrio en un sistema trifásico, tanto en tensión como en corriente, es conveniente descomponerlo para su estudio de acuerdo con el teorema de Fortescue-Stokvis en tres componentes: componente directa, componente inversa y componente homopolar (Figura A3.2):

- Componente directa: se trata de un sistema formado por tres vectores de igual módulo y desfasados 120° (sistema trifásico equilibrado), que es sincrónico con el sistema de origen (secuencia horaria).
- Componente inversa: se trata de un sistema formado por tres vectores de igual módulo y desfasados 120° (sistema trifásico equilibrado), pero de secuencia opuesta al del sistema de origen (anti-horaria).
- Componente homopolar: se trata de un sistema constituido por tres vectores cuyos módulos y direcciones son iguales.

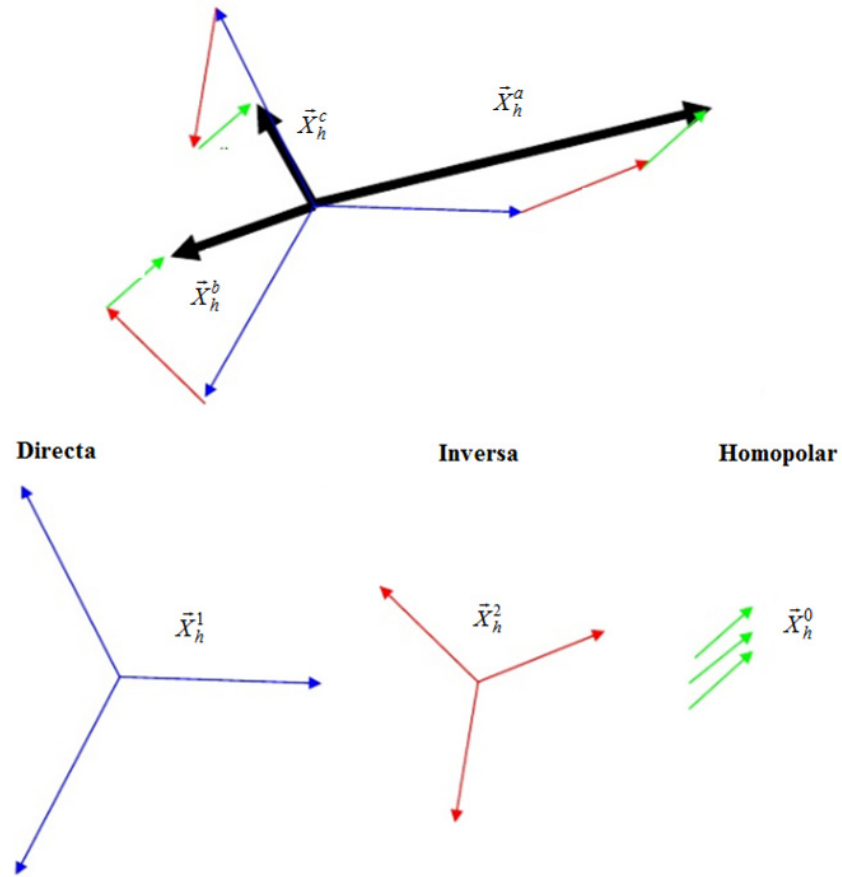


Figura A3.1. Descomposición en componentes simétricas.

Un sistema trifasico de corrientes/tensiones armónicas con valores $\bar{X}_h^a$, $\bar{X}_h^b$ y $\bar{X}_h^c$, éstos se pueden descomponer en componentes simétricas (directa, inversa y homopolar) mediante la siguiente transformación:

$$\begin{aligned}\bar{X}_h^a &= \bar{X}_h^0 + \bar{X}_h^1 + \bar{X}_h^2 \\ \bar{X}_h^b &= \bar{X}_h^0 + a^2 \bar{X}_h^1 + a \bar{X}_h^2 \\ \bar{X}_h^c &= \bar{X}_h^0 + a \bar{X}_h^1 + a^2 \bar{X}_h^2\end{aligned}\tag{A3.13}$$

donde:

- $\bar{X}_h^0$ Componente compleja de secuencia cero
- $\bar{X}_h^1$ Componente compleja de secuencia positiva
- $\bar{X}_h^2$ Componente compleja de secuencia negativa

donde:

$$a = e^{\frac{2\pi}{3}j} = \frac{1}{2} + \frac{j\sqrt{3}}{2} \quad (\text{A3.14})$$

En forma matricial se expresa como:

$$\begin{pmatrix} \bar{X}_h^a \\ \bar{X}_h^b \\ \bar{X}_h^c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{X}_h^0 \\ \bar{X}_h^1 \\ \bar{X}_h^2 \end{pmatrix} \quad (\text{A3.15})$$

La transformación de componentes simétricas a las fases originales se expresa como:

$$\begin{aligned} \bar{X}_h^0 &= \frac{1}{3}(\bar{X}_h^a + \bar{X}_h^b + \bar{X}_h^c) \\ \bar{X}_h^1 &= \frac{1}{3}(\bar{X}_h^a + a\bar{X}_h^b + a^2\bar{X}_h^c) \\ \bar{X}_h^2 &= \frac{1}{3}(\bar{X}_h^a + a^2\bar{X}_h^b + a\bar{X}_h^c) \end{aligned} \quad (\text{A3.16})$$

Los algoritmos que utilizan solamente los valores eficaces para calcular el desequilibrio no tienen en cuenta la contribución de los desplazamientos angulares al desequilibrio, y causan resultados impredecibles cuando hay presentes armónicos de tensión. Los desequilibrios de secuencia inversa y homopolar proporcionan valores útiles más precisos y más directos [79].

A3.3.1 Variables para la caracterización del desequilibrio

La caracterización del desequilibrio se determina mediante las siguientes variables:

- Desequilibrio de tensión/corriente para la componente fundamental inversa (ξ_1^X). Se define como la ratio de la componente fundamental inversa (componente negativa $\bar{X}_1^2$) frente a la componente fundamental directa (componente positiva $\bar{X}_1^1$):

$$\xi_1^X = \bar{X}_1^2 / \bar{X}_1^1 \quad (\text{A3.17})$$

Para los sistemas trifásicos, si se considera solamente tensiones de línea y la componente fundamental, se podrían considerar otras expresiones como la que se indica a continuación [42]:

$$\xi_1^{Xf} = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \cdot 100; \quad \beta = \frac{U_{ab}^4 + U_{bc}^4 + U_{ca}^4}{(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)^2} \quad (A3.18)$$

- Desequilibrio de tensión/corriente para la componente fundamental homopolar ($\xi_1^{X_0}$). Se define como la ratio de la componente fundamental homopolar (componente cero $\bar{X}_1^0$) frente a la componente fundamental directa (componente positiva $\bar{X}_1^1$) [42]:

$$\xi_1^{X_0} = \bar{X}_1^0 / \bar{X}_1^1 \quad (A3.19)$$

Esta variable no tendrá aplicación cuando se miden tensiones de linea. Sin embargo, las tensiones fase-neutro o fase-tierra pueden contener la componente de secuencia homopolar.

- Desequilibrio de fase total [59,141]:

$$TPU_X = \frac{\sqrt{\sum_{m=1}^{\alpha} \left[\left(X_{3m-1}^0 \right)^2 + \left(X_{3m-2}^0 \right)^2 + \left(X_{3m-1}^1 \right)^2 + \left(X_{3m-3}^1 \right)^2 + \left(X_{3m-2}^2 \right)^2 + \left(X_{3m-3}^2 \right)^2 \right]}}{\sqrt{\sum_{m=1}^{\alpha} \left[\left(X_{3m-3}^0 \right)^2 + \left(X_{3m-2}^1 \right)^2 + \left(X_{3m-1}^2 \right)^2 \right]}} \quad (A3.20)$$

donde:

$3m-2$: Armónicos de secuencia fundamentalmente positiva

$3m-1$: Armónicos de secuencia fundamentalmente negativa

$3m-3$: Armónicos de secuencia fundamentalmente cero o triples

- Desequilibrio de tensión/corriente para el armónico h -ésimo de la componente inversa (ξ_h^X) u homopolar ($\xi_h^{X_0}$):

$$\xi_h^X = \left| \bar{X}_h^2 / \bar{X}_1^1 \right| \quad (A3.21)$$

$$\xi_h^{X_0} = \left| \bar{X}_h^0 / \bar{X}_1^1 \right| \quad (A3.22)$$

Anexo 4

A4. Objetivos detallados de corriente armónica en normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Tabla A4.1. Comparación de objetivos detallados de corriente armónica (I_h , THD_I o TDD_I) en las normas para equipos e instalaciones en BT, cargas perturbadoras conectadas en MT (AT) y sistemas de generación distribuida.

Norma/Documento			IEC 61000-3-2 [22]	IEC/TS 61000-3-4 [38]		IEC 61000-3-12 [25]	IEC 61000-3-6 [15]	IEEE P519.1/D9a [19]											
				Etapa 1			Etapa 2	Etapa 2.1 [d]		120 V ≤ U ≤ 69 kV					69 kV < U ≤ 161 kV				
Nivel de tensión			U ≤ 1 kV		U ≤ 600 V		U ≤ 690 V	1 kV ≤ U ≤ 35 kV											
Ratio de potencia aparente y potencia de cortocircuito			$S_f/S_{sc,i} < 3,03\%$		$S_f/S_{sc,i} < 1,52\%$	$S_f/S_{sc,i} < 3\%$	$S_f/S_{sc,i} < 1\%$	$S_f/S_{sc,i} > 5\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 5\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 2\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 1\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 0,1\%$	$S_f/S_{sc,i} > 5\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 5\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 2\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 1\%$	$S_f/S_{sc,i} \leq 0,1\%$		
			$S_f/S_{sc,i} \leq 0,17\%$		$S_f/S_{sc,i} \leq 0,28\%$	$S_f/S_{sc,i} \geq 0,2\%$	$S_f/S_{sc,i} > 2\%$	$S_f/S_{sc,i} > 1\%$	$S_f/S_{sc,i} > 0,1\%$						$S_f/S_{sc,i} > 2\%$	$S_f/S_{sc,i} > 1\%$	$S_f/S_{sc,i} > 0,1\%$		
Orden <i>h</i>	2		6,75	4,00															
	3		14,00	21,60				4 [i]	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5		
	4		2,68	2,00															
	5		7,00	10,70	14–60	10,7–40	5	4 [i]	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5		
	6		1,87	1,33															
	7		4,80	7,20	11–40	7,2–25	5	4 [i]	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5		
	8		1,44	1,00															
	9		2,50	3,80				4 [i]	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5		
	10		1,15	0,80															
	11		2,00	3,10	10–25	3,1–15	3	2 [i]	3,5	4,5	5,5	7	1	1,75	1,25	2,75	3,5		
	12		0,96	0,67															
	13		1,30	2,00	8–18	2–10	3	2 [i]	3,5	4,5	5,5	7	1	1,75	1,25	2,75	3,5		
	14		0,82	1,75															
	15		0,94	0,70				2 [i]	3,5	4,5	5,5	7	1	1,75	1,25	2,75	3,5		
	16		0,72	0,50															
	17		0,83	1,20				1,5 [i]	2,5	4	5	6	0,75	1,25	2	2,5	3		
	18		0,64	0,44															
	19		0,74	1,10				1,5 [i]	2,5	4	5	6	0,75	1,25	2	2,5	3		
	20		0,58	0,40															
	21		0,67	0,60				1,5 [i]	2,5	4	5	6	0,75	1,25	2	2,5	3		
	22		0,52	0,36															
	23		0,61	0,90				0,6 [i]	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25		
	24		0,48	0,33															
	25		0,56	0,80				0,6 [i]	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25		
	Par	<i>h</i>	0,23*(8/16*h)*100	≤8/h or ≤0,6	16/h	16/h ^[c]		[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]	[h]		
Impar	<i>h</i> <35	0,15*(15/16*h)*100				500/h ² [e]	0,6 [i]	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25			
	0,3 [i]						0,5	0,7	1	1,4	0,15	0,25	0,35	0,5	0,7				
THD _I [a] o TDD _I [b]		No especificado	No especificado	16–70 [a]	13–48 [a]	6–8 [a, g]	5 [b, j]	8 [b]	12 [b]	15 [b]	20 [b]	2,5 [b]	4 [b]	6 [b]	7,5 [b]	10 [b]			

Observaciones

[a] Valores de THD_I
[b] Valores de TDD_I

[c] $h > 12$
[d] $S_f < 1$ MVA

[e] $h > 13$
[g] En relación con IEC/TR 61000-3-6

[h] Armónicos pares están limitados un 25% de los límites asignados a los armónicos impares
[j] Objetivos establecidos para cualquier sistema de GD (norma IEEE 1547 [21]) independientemente de la ratio $S_f/S_{sc,i}$

Los objetivos de armónicos propuestos en corriente para sistemas FVs se muestran en negrita - **pequeños sistemas FVs** - y subrayado en negrita - **grandes sistemas FVs en BT (MT)** -

Anexo 5

A5. Procedimiento de medida de la calidad de potencia en sistemas FVs

A5.1. Introducción

El procedimiento de medida de la calidad de potencia en sistemas FVs conectados a la red es un asunto novedoso para las compañías eléctricas.

En este contexto, la norma EN 50160 [145] recomienda medir únicamente parámetros relativos a las tensiones de las tres fases. No obstante, para poder hacer un diagnóstico de las causas de una posible degradación de la calidad de potencia, es conveniente registrar también las corrientes. Además, esta norma muestra una limitación al no ofrecer claramente el procedimiento de medida.

La norma IEC 61000-4-30 [42] supera esta limitación ofreciendo un procedimiento de medida estándar para armónicos, flicker y desequilibrios. No obstante, otros parámetros que se incluyen en la definición de calidad de potencia no quedan especificados en el procedimiento de medida.

A5.2. Normativas IEEE e IEC

El análisis de la medida de variables de la calidad de potencia en diferentes normas IEEE e IEC para distintas perturbaciones (variación de frecuencia, desequilibrio, perturbación de amplitud, perturbación de forma de onda, etc.) permite tener un entorno adecuado para la definición del procedimiento de medida de la calidad de potencia en sistemas FVs. Así, la Tabla A5.1 muestra las normas IEEE y IEC [19,136,137, 152,165-171] que tienen relación con la medida de la calidad de potencia en función de la perturbación evaluada.

El procedimiento de medida recomendado en esta Tesis se ha basado en la serie IEC 61000-4-X [42,137,136,165-170]. Así, la norma IEC 61000-4-30 [42] describe el procedimiento de medida (rango, ancho de banda, sincronización horaria, etc.) de múltiples perturbaciones. No obstante, para los tres tipos fundamentales de perturbaciones tratados en esta Tesis, las normas IEC 61000-4-7/15/30 [136,137,42] indican específicamente los métodos de medida.

Tabla A5.1. Estudio de normas internacionales relacionadas con la medida de la calidad de potencia.

Perturbación	Normativa IEEE	Normativa IEC	
Tensiones y corrientes armónicas (resonancia y muescas)	Ninguna	IEC 61000-4-7/13	IEC 61000-4-30
Nivel de tensión (regulación, desequilibrio, fluctuaciones y flicker)	Ninguna	IEC 61000-4-1/14/15	
Huecos de tensión	Ninguna	IEC 61000-4-1/11	
Transitorios y sobretensiones	IEEE/ANSI C62.45	IEC 61000-4-1/2/4/5/12	(Norma básica de medida)

A5.3. Características técnicas del equipamiento de medida

El equipamiento de medida utilizado para el análisis de la calidad de potencia debe cumplir con las características técnicas dadas por las normas IEC 61000-4-7 (particularmente para armónicos) [136], IEC 61000-4-15 (particularmente para flicker) [137] e IEC 61000-4-30 [42].

La norma IEC 61000-4-30 [42] distingue entre dos clases de registradores de calidad de potencia: clase A y clase B. Este anexo solo presenta un resumen de requisitos para la clase A (Tabla A5.2) al ser la clase de equipamiento recomendado para la medida de calidad de potencia en sistemas FVs.

Para la medida de armónicos la norma IEC 61000-4-7 [136] establece:

- Una aplicación para equipos que miden componentes espectrales en la gama de frecuencia hasta 9 kHz, en sistemas de corriente alterna de 50 y 60 Hz.
- Las medidas se basan en la transformada de Fourier.
- La descripción de funciones y estructura del equipamiento de medida es muy explícita en esta norma.
- El equipamiento de medida de la calidad de potencia debe permitir la medida hasta el armónico del orden 50°.

- La incertidumbre está marcada por la “clase I” de dicha norma, destinada a equipamientos de medida precisa (Tabla A5.3).

Tabla A5.2. Resumen de los requisitos para el equipamiento de medida de la calidad de potencia.

Parámetro	Método de medida	Incertidumbre	Rango de medida (1)	Rango de magnitud de influencia (2)	Método de agregación
Armónico	(IEC 61000-4-7) Hasta el armónico 50º	IEC 61000-4-7 Clase I	10%~200% Clase 3 IEC 61000-2-4	200% Clase 3 IEC 61000-2-4	(3)
Desequilibrio	(IEC 61000-4-30) Método de componentes simétricas: - Secuencia negativa ($\bar{U}_1^2$) - Secuencia positiva ($\bar{U}_1^1$)	$\pm 0,15\%$	0,5 - 5% ξ_1^U	0,5 - 5% ξ_1^U	(3)
Flicker	(IEC 61000-4-15) Evaluación de los parámetros: - Termino de corta duración (P_{st}) - Termino de larga duración (P_{lt})	IEC 61000-4-15	0,2 - 10,0 P_{st}	0 - 20 P_{st}	IEC 61000-4-15 Cada 10 min (P_{st}) Cada 2 h (P_{lt})

- (1) El equipo debe satisfacer los requisitos de incertidumbre para las señales en el rango de medida.
 (2) El equipo debe tolerar las señales en el rango de la magnitud de influencia sin desplazar la medida de los demás parámetros fuera de sus requisitos de incertidumbre, y sin daños al equipo de medida. El equipo de medida puede indicar fuera de rango para las señales superiores al rango de medida, hasta el rango de la magnitud de influencia (pero sin incluir los transitorios de tensión ni los transitorios rápidos).
 (3) IEC 61000-4-30 recomienda todos los intervalos de agregación.

Tabla A5.3. Incertidumbre de la Clase I referente a la norma IEC 61000-4-7 [136].

Clase I		
Media	Condiciones	Error máximo
Tensión	$U_m \geq 1\% U_{nom}$ $U_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_{nom}$ $\pm 0,05\% U_{nom}$
Corriente	$I_m \geq 1\% U_{nom}$ $I_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% I_{nom}$ $\pm 0,15\% I_{nom}$
Potencia	$P_m \geq 1\% U_{nom}$ $P_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 1\% P_{nom}$ $\pm 1,5\% P_{nom}$
$I_{nom}, U_{nom}, P_{nom}$: Márgenes nominales del instrumento de medida		
I_m, U_m, P_m : Valores medidos		

- El rango de medida del equipamiento de medida debe ser del 10% al 200% del nivel de compatibilidad de la clase 3 de la norma IEC 6100-2-4 [172]. La clase 3 es una clasificación dada para entornos severos de perturbación. Así, su rango de magnitud llegará hasta el 200%.

Para la medida de desequilibrios la norma IEC 61000-4-30 [42] establece:

- La medida de desequilibrios solo será aplicable a sistemas trifásicos.
- La variable medida debe basarse en el uso del método de componentes simétricas, consistente en la relación entre la componente de secuencia negativa y la componente de secuencia positiva, expresada en porcentaje.
- El equipamiento de medida en condiciones de desequilibrio con una componente inversa del 1,0% debe dar una indicación x dentro del margen de $0,85\% \leq x \leq 1,15\%$ (Figura A5.1).

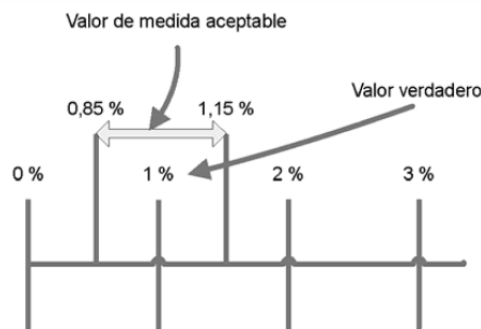


Figura A5.1. Ejemplo de incertidumbre de desequilibrio.

Para la medida de flicker la norma IEC 61000-4-15 [137] establece:

- La incertidumbre de la medida requerida debe cumplirse en el rango de medida de $0,2 - 10 P_{st}$.
- El equipamiento de medida debe tolerar señales dentro del rango de la magnitud de influencia sin desplazar la medida de otros parámetros fuera de sus requisitos de incertidumbre y sin daños al equipamiento.

La respuesta del equipamiento de medida ante la aparición de perturbaciones debe verificar los siguientes requisitos [152]:

- Exactitud: El equipamiento debe realizar la medida de la perturbación en cuestión (armónicos de corriente, desequilibrios, etc.) con un error compatible

con los límites permitidos.

- Selectividad (en el caso de los armónicos): Indica la habilidad del equipamiento para separar las componentes armónicas de diferentes frecuencias.
- Promedio o barrido rápido: El equipamiento debe tener un ancho de banda constante para todo el rango de frecuencias, de acuerdo con la norma.

La Tabla A5.4 presenta de forma resumida, a modo de ejemplo, las características técnicas del analizador de calidad de potencia *FlukeTM 1760* utilizado en esta Tesis.

Tabla A5.4. Características técnicas del analizador de calidad de potencia usado en esta Tesis (*FlukeTM 1760*).

Medidas de intervalos	Agregación de intervalos de valores según la norma IEC 61000-4-30 Clase-A
Valores min, max	Medio ciclo
Transitorios	Velocidad de muestreo por canal de 100 kHz a 10 MHz
Rango de armónicos	< 25 % de U fundamental hasta el 50 % de THD
Incertidumbre intrínseca	$\geq 1 \% U_n$: $\pm 5 \%$ de la lectura
Intervalo básico de agregación	< 1 % de U_n : $\pm 0,05 \%$ de U_n
200 ms	Según las normas IEC 61000-4-7:2002, IEC 61000-2-4 Clase 3
Rango de interarmónicos	< 25 % de U fundamental hasta el 50 % de TID
Incertidumbre intrínseca	$\geq 1 \% U_n$: $\pm 5 \%$ de la lectura
Intervalo básico de agregación de	< 1 % de U_n : $\pm 0,05 \%$ de U_n
200 ms	Según la norma IEC 61000-4-7:2002
Condiciones de especificaciones de temperatura para armónicos e interarmónicos	Sin rango de temperatura de operación
Humedad	10 - 60%
Tensión de alimentación	83 - 264 V ac, 45 - 65 Hz, 100 - 375 V dc
Modo común de interferencia de tensión	$\leq U_n$
Descarga de electricidad estática	Norma IEC 61326-1 / anexo A (industrial)
Campos eléctricos	Norma IEC 61326-1 / anexo A (industrial)
Desequilibrio en tensión – Rango	0 - 100 %
Incertidumbre intrínseca	$\pm 0,15 \%$ desviación absoluta
Flicker	Según EN 61000-4-15:2003: 10 min (P_{st}), 2 h (P_{lt})
Todos los parámetros se evalúan en relación con la norma IEC 61000-4-30 (Clase A)	

A5.4. Conexión y magnitudes de medida

La conexión del equipamiento de medida está determinada por el tipo de variables de calidad de potencia que se desean monitorizar.

En el caso de armónicos y flicker, se pueden realizar medidas monofásicas, en lugar

de trifásicas. Este resultado se debe a que estas perturbaciones están a menudo equilibradas de forma razonable, aunque habría que verificar esta hipótesis, realizando previamente medidas trifásicas.

Las conexiones y magnitudes a medir [42] para sistemas FVs deben:

- Realizar medidas monofásicas o trifásicas.
- Realizar una conexión fase-fase, fase-neutro o fase-tierra.
- Las medidas se pueden realizar tanto en el primario como en el secundario de los transformadores.

Curriculum Vitae

María Jesús Ortega Jódar nació en Jaén el 24 de noviembre de 1982, comenzando los estudios universitarios de Ingeniería Técnica Industrial en el año 2000, en la especialidad de Electrónica Industrial, en la Escuela Politécnica Superior de Jaén (Universidad de Jaén) concluyéndolo en febrero 2005, tras la defensa del proyecto fin de carrera.

En octubre de 2005, tras la realización de unas prácticas en la fábrica de Robert Bosch España Fábrica La Carolina, S.A., en el departamento de producción, comienza los estudios correspondientes al segundo ciclo de Ingeniería Superior Industrial, en la Escuela Politécnica Superior de Jaén (Universidad de Jaén), defendiendo el proyecto Fin de Carrera en el año 2009. Desde este mismo año pertenece al grupo IDEA-TEP 101 “Grupo de investigación y Desarrollo en energía Solar y Automática”.

En 2008-2009 participa como colaboradora en el convenio Solfocus Spain y la Universidad de Jaén, realizando diversas actividades de carácter divulgativo en relación con la tecnología solar fotovoltaica de concentración (CPV).

Posteriormente, prosigue su andanza profesional en la Universidad de Jaén mediante la participación en diversos proyectos relacionados con la energía solar fotovoltaica participando como personal técnico en proyectos como: “Universol: Evaluación del potencial fotovoltaico del campus de las Lagunillas” promovido por el Rector de la Universidad y en el proyecto Singular Estratégico Sigmasoles “La innovación en concentración fotovoltaica en España”. En este último proyecto comenzó a tomar contacto con los estudios y requerimientos de la calidad eléctrica.

En 2011 entra a formar parte como Asesora Técnica de Astrom Technical Advisors, S.L., una firma independiente, líder en el asesoramiento técnico en el sector de las

energías renovables, realizando asesorías técnicas especialmente para Certificaciones de Aceptación Provisionales (CAP) y Definitivas (CAD) de Grandes plantas Fotovoltaicas, Due Diligences de inversores y módulos FVs.

En 2012 retoma la actividad profesional en la Universidad de Jaén, incorporándose al proyecto INNPACTO “Sigmaplantillas: La innovación en las plantas y modelos de sistemas de Concentración Fotovoltaica en España” siendo éste la continuación del proyecto Sigmasoles, desempeñando estudios sobre calidad eléctrica, mediante la caracterización de la PQ de plantas fotovoltaicas de concentración, evaluación de medidas, etc., tarea que desempeña hasta la actualidad.

Publicaciones generadas por esta Tesis

ARTÍCULOS JCR

- Hernández, J.C.; Ortega, M.J.; De la Cruz, J.; Vera, D. “*Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV distributed generation*”, Electric Power Systems Research. 2011, vol. 81, p. 1247-1257.
- Ortega, M.J.; Hernández, J.C.; García O.G. “*Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations*”. Electric Power Systems Research. 2013, vol. 96, p. 23-35.
- Hernández, J.C.; Ortega, M.J.; Medina. A. “*Statistical characterisation of harmonic current emission for large photovoltaic plants*”. International Transactions on Electrical Energy Systems. (Aceptado).

CONFERENCIAS INTERNACIONALES

- Hernandez, J.C.; Ortega, M.J.; Vidal P.G. “*Procedure for the technical measurement of harmonic, flicker and unbalance emission limits for photovoltaic-distributed generation*”. Proc. III IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (PowerEng2011). Torremolinos, Málaga, Spain. May, 2011. p. 1-6.

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] 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>.
 - [2] Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Total primary energy supply. Disponible en: <http://www.oecd.org>
 - [3] International Energy Agency. Key world energy statistics. 2012. OECD/IEA. París. Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>
 - [4] Energy Information Administration. International Energy Outlook 2011. Disponible en: www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html
 - [5] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” (REN21).
 - [6] Documento de EPIA. EPIA, 2012. Global Market Outlook for Photovoltaic until 2016. Accedido en: <http://www.epia.org>
 - [7] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Oficial del Estado, 26 de mayo de 2007, núm. 126, p. 22846-22886.
 - [8] España. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Oficial del Estado, 27 de septiembre de 2008, núm. 234, p. 39117-39125.

- [9] España. Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Oficial del Estado, 23 de noviembre de 2010, núm. 283, p. 97428-97446.
- [10] España. Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Boletín Oficial del Estado, 6 de agosto de 2010, núm. 190, p. 68610-68615.
- [11] España. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, de la Jefatura de Estado. Boletín Oficial del Estado, 28 de enero de 2013, núm. 24, p. 8068.
- [12] España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Procedimiento de Operación 12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Boletín Oficial del Estado, 24 de octubre de 2006, núm. 254, p. 37017.
- [13] PVRESOURCES Documentation. <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>
- [14] DG/CG/00089/00/REP, Review of International Network Design Standards, Practices and Plant and Equipment Specifications, Department of Energy and Climate Change, UK, 2009.
- [15] IEC/TR 61000-3-6, EMC – Part 3-6: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems, 2008.
- [16] IEC/TR 61000-3-7, EMC – Part 3-7: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Fluctuating Installations to MV, HV and EHV Power Systems, 2008.
- [17] IEC/TR 61000-3-13, EMC – Part 3-13: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Unbalanced Installations to MV, HV and EHV Power Systems, 2008.
- [18] IEC 77A/638/CD - IEC/TR 61000-3-14, EMC – Part 3-14: Assessment of Emission Limits for the Connection of Disturbing Installations to LV Power Systems, 2008.
- [19] IEEE Std. P519.1/D9a, Draft: Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems, 2004.
- [20] IEEE Std. 1453, Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems, 2004.
- [21] IEEE Std. 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.
- [22] IEC Std. 61000-3-2, EMC – Part 3-2: Limits - Limits for Harmonic Current Emissions (Equipment Input Current ≤ 16 A per Phase), 2009.
- [23] IEC Std. 61000-3-3, EMC – Part 3-3: Limits - Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems, for Equipment with Rated Current ≤ 16 A per Phase and not Subject to Conditional Connection, 2008.
- [24] IEC 61000-3-11, EMC – Part 3-11: Limits - Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems - Equipment with Rated Current ≤ 75 A and Subject to Conditional Connection, 2008.

-
- [25] IEC 61000-3-12, EMC – Part 3-12: Limits - Limits for Harmonic Currents Produced by Equipment Connected to Public Low-Voltage Systems with Input Current > 16 A and ≤ 75 A per Phase, 2011.
- [26] Caamaño-Martín, E.; Laukamp, H.; Jantsch, M.; Erge, T.; Thornycroft, J.; De Moor, H.; Cobben, S.; Suna, D.; Gaiddon, B. “*Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks*”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2008, vol. 16, p. 629-643.
- [27] Gosbell, V.J.; Browne, T.J.; Perera, S. “*Harmonic allocation using IEC/TR 61000-3-6 at the distribution/transmission interface*”. Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Wollongong, Australia. September, 2008. p. 1-6.
- [28] Beaulieu, G.; Koch, R.; Halpin, M.; Berthet, L. “*Recommended methods of determining power quality emission limits for installations connected EHV, HV, MV, and LV power systems*”. Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, Austria. May, 2007. p. 1-6.
- [29] Ammeter, U.; Hanzlik, J.; Meyer, J.; Zierlinger, J. “*Methods for the assessment of emission levels for disturbing installations connected to low and medium voltage networks*”. Proc. 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague. June, 2009. p. 1-4.
- [30] Halpin, S.M. “*Flicker emission coordination*”. Proc. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Tampa, Florida, USA. Junio, 2007. p. 1-2.
- [31] Bhattacharyya, S.; Cobben, S.; Myrzik, J.; Kling, W. “*Flicker propagation and emission coordination study in a simulated low voltage network*”. European Transactions on Electrical Power. 2010, vol. 20, p. 52-67.
- [32] Paranavithana, P.; Perera, S.; Koch, R.; Emin, Z. “*Global voltage unbalance in MV networks due to line asymmetries*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2009, vol. 24(4), p. 2353-2360.
- [33] Paranavithana, P.; Perera, S.; Koch, R. “*An improved methodology for determining MV to LV voltage unbalance transfer coefficient*”. Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Wollongong, Australia. September, 2008. p. 1-6.
- [34] Papathanassiou, S.A. “*A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network*”. Electric Power Systems Research. 2007, vol. 77(1), p. 24-34.
- [35] NREL report NREL/SR-560-34635, DG Power Quality, Protection, and Reliability Case Studies Report, General Electric Corporate R&D, August, 2003.
- [36] NREL report NREL/SR-560-34715, Report on Distributed Generation Penetration Study, August, 2003.
-

- [37] Hernández, J.C.; De la Cruz, J.; Ogayar B. “*Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation*”. Electric Power Systems Research. 2012, vol. 89, p. 85-89.
- [38] IEC/TS 61000-3-4, EMC—Part 3-4: Limits—Limits for Harmonic Currents Produced by Equipment with Rated Current Greater than 16 A, 1998.
- [39] IEC/TS 61000-3-5, EMC—Part 3-5: Limits—Limitation of Voltage Fluctuations and Flicker in Low Voltage Power Supply Systems for Equipment with Rated Current Greater than 75 A, 2009.
- [40] 77A/695A/CD - IEC/TR 61000-3-15, EMC – Part 3-15: Limits - Assessment of Low Frequency Electromagnetic Immunity and Emission Requirements for Dispersed Generation Systems in LV Network, 2011.
- [41] Caramia, P.; Carpinelli, G.; Verde, P. *Power Quality Indices in Liberalized Markets*. 1st Ed. John Wiley & Sons, 2009.
- [42] IEC Std. 61000-4-30, EMC—part 4-30: Testing and Measurement Techniques—Power Quality Measurement Methods, 2008.
- [43] Bletterie, B.; Heidenreich, M. “*Impact of large photovoltaic penetration on the quality of supply a case study at a photovoltaic noise barrier in Austria*”. Proc. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Paris, France. June, 2004. p. 3028-3030.
- [44] Favuzza, F.; Spertino, F. “*Comparison of power quality impact of different photovoltaic inverters: the viewpoint of the grid*”. Proc. 2004 IEEE International Conference on Industrial Technology. Hammamet, Tunisia. December, 2004. p. 542-547.
- [45] Chicco, G.; Schlabbach, J.; Spertino, F. “*Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations*”. Solar Energy. 2009, vol. 83, p. 1026-1039.
- [46] DGFacts WP D1, Evaluation of the Quality of Supply Requirements Specified by Existing Standards, National Legislation and Relevant Technical Reports Inside and Outside EU, Arsenal research, 2004.
- [47] Sidrach-de-Cardona, M.; Carretero, J. “*Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected PV-systems*”. Proc. International Conference on Physics, Chemistry and Engineering of Solar Cells. Badajoz, Spain. May, 2004. p. 529-540.
- [48] Schlabbach, J.; Gross, A. “*Harmonic current emission of photovoltaic inverter*”. Proc. 19th International Conference on Electricity on Electricity Distribution. Vienna, Austria. May, 2007. p. 1-4.

-
- [49] Fekete, K.; Klaic, Z.; Majdandzic, L. “*Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid*”. Renewable Energy. 2012, vol. 43, p. 140-148.
- [50] Albarracin, R.; Amaris, H.E. “*Power quality in distribution power networks with photovoltaic energy sources*”. Proc. 8th International Conference on Environment and Electrical Engineering. Karpacz, Poland. 2009. p. 1-4.
- [51] Junbiao, H.; Khushalani-Solanki, S.; Solanki, J.; Schoene, J. “*Study of unified control of STATCOM to resolve the power quality issues of a grid connected three phase PV system*”. Proc. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. Washington, USA. January, 2012. p. 1-7.
- [52] McDermott, T.E. “*Voltage control and fluctuations in distributed resource interconnection projects*”. Proc. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference. New Orleans, USA. 2010. p. 1-4.
- [53] Shahnia, F.; Majumder, R.; Ghosh, A.; Ledwich, G.; Zare, F. “*Voltage imbalance analysis in residential LV distribution networks with rooftop PVs*”. Electric Power Systems Research. 2011, vol. 81(9), p. 1805-1814.
- [54] De la Cruz, J.; Gómez, P. “*Real problems in utility high voltage network due to grid connected photovoltaic power generation. The experience of Endesa*”. Proc. 2010 International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada, Spain. March, 2010. p. 1-6.
- [55] Heskes, P.J.M.; Enslin, J.H.R. “*Power quality behavior of different photovoltaic inverter topologies*”. Proc. 24th Power Conversion & Intelligent Motion Conference. Nürnberg, Germany. May, 2003. p. 1-10.
- [56] Hübert, M.; Großflächige Einbindung Dezentral Verteilter Photovoltaikanlagen in Regionale Energieversorgungssysteme – Einfluß und Auswirkungen Auf Den Netzbetrieb. Fachbereich Elektrotechnik, Universität Paderborn, Paderborn, Germany, 1995.
- [57] IEC Std. 61400-21, Wind turbines – Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines, 2008.
- [58] Hernández, J.C.; Ortega, M.J.; De la Cruz, J.; Vera, D.; “*Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV distributed generation*”. Electric Power Systems Research. 2001, vol. 81, p. 1247-1257.
- [59] Hernández, J.C.; De la Cruz, J.; Vidal, P.G.; Ogayar, B. “*Conflicts in the distribution network protection in the presence of large photovoltaic plants: the case of ENDESA*”. European Trans. Electr. Power. 2012.
- [60] Vasanassong, E.; Spooner, E.D. “*The prediction of net harmonic currents produced by large numbers of residential PV inverters: Sydney Olympic Village case study*”. Proc. 9th
-

- International Conference on Harmonics and Quality of Power. Orlando, Florida USA. Octubre, 2000. p. 116-121.
- [61] Holz V. “*A new concept for PV inverters without transformer*”. Proc. 15th symposium on photovoltaic. Staffelstein, Germany. 2005.
- [62] Habberlin, H.. Photovoltaik. (German). VDE-Verlag, Offenbach and Berlin, Germany. 2007.
- [63] Schlabbach, J.; Gross, A. “*Harmonic current emission of photovoltaic inverters*”. Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna, Austria. May, 2007. p. 1-4.
- [64] Papaioannou, I.T.; Bouhouras A.S.; Marinopoulos, A.G.; Alexiadis M.C.; Demoulias C.S.; Labridis D.P. “*Harmonic impact of small photovoltaic systems connected to the LV distribution network*”. Proc. 5th International Conference on European Electricity Market. Lisbon, Portugal. May, 2008. p. 1-6.
- [65] Macedo, W.N.; Zilles, R. “*Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities*”. Energy for Sustainable Development. 2009, vol. 13, p. 202-211.
- [66] Patsalides, M.; Stavrou, A.; Efthymiou, V.; Georghiou, G.E. “*Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints*”. Electrical Power and Energy Systems. 2012, vol. 42, p. 285-298.
- [67] Infield, D.G.; Onions, P.; Simmons, A.D.; Smith, G.A. “*Power quality from multiple grid-connected single-phase inverters*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2004, vol. 19(4), p. 1983-1989.
- [68] Mayr, C.; Bründlinger, R.; Bletterie, B. “*Photovoltaic-inverters as active filters to improve power quality in the grid. What can state-of-the-art equipment achieve?*”. Proc. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona, Spain. October, 2007. p. 1-5.
- [69] Ortega, M.J.; Hernández, J.C.; García O.G. “*Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations*”. Electric Power Systems Research. 2013, vol. 96, p. 23-35.
- [70] Woyte, A.; Belmans, R.; Nijs, J. “*Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics*”. Solar Energy. 2007, vol. 81(2), p. 195-206.
- [71] Suehrcke, H.; McCormick, P.G. “*The frequency distribution of instantaneous insolation values*”. Solar Energy. 1988, vol. 40(5), p. 413-422.
- [72] Soubdhan, T.; Emilion, R.; Calif, R. “*Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions*”. Solar Energy. 2009, vol. 83(7), p. 1056-1063.

-
- [73] Bollen, M.; Schwaegerl, C.; Schmitt, S. “*Distributed energy resources and waveform distortion*”. Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna, Austria. 2007. p 1-4.
- [74] Enslin, J.H.R.; Raleigh, NC.; Heskes, P.J.M. “*Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network*”. IEEE Transactions on Power Electronics. 2004, vol. 19(6), p. 1586-1593.
- [75] Jinwei, H.; Wei L.Y.; Bosnjak, D.; Harris, B. “*Investigation and resonances damping of multiple PV inverters*”. Proc. Applied Power Electronics Conference and Exposition. (APEC). February, 2012. p. 246 - 253.
- [76] Papadopoulos, M.P.; Papathanassiou, S.A. “*An investigation of the harmonic emissions of wind turbines*”. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007, vol. 22(1), p. 150-158.
- [77] IEEE Std. 1100-1996: IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment. IEEE, 1999.
- [78] Martzloff, F. “*Power quality work at the international electrotechnical commission*”. Proc. PQA'97 Europe. Stockholm, Sweden.
- [79] Bollen, M.H.J; Gu, I.Y. H. *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. John Wiley & Sons. USA. 2006.
- [80] Dugan, R.C.; McGranaghan, M.F.; Santoso, S.; Beaty, W.H. *Electrical Power Systems Quality*. 2nd Ed. McGraw-Hill. USA. 2004.
- [81] Bollen, M.H.J. *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. Wiley Interscience. USA. 1999.
- [82] Working group on quality of electricity supply Council of European Energy Regulators. Quality of electricity supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies, April 2001.
- [83] IEC 61000-2-12, EMC – Part 2-12: Environment - Compatibility Levels for Low-Frequency Conducted Disturbances and Signalling in Public Medium-Voltage Power Supply Systems, 2003.
- [84] IEC Std. 61000-2-2, EMC – Part 2-2: Environment - Compatibility Levels for Low-Frequency Conducted Disturbances and Signalling in Public Low-Voltage Power Supply Systems, 2002.
- [85] Wikston, J. “*Harmonic summation for multiple arc furnaces*”. Proc. 2002 Power Engineering Society Winter Meeting. New York, USA. January, 2002. p. 1072-1075.
- [86] Horton, R; TimHaskew, T.A; “*Effect of transfer coefficients on MV and LV flicker levels*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2009, vol. 26(2), p. 632-639.
- [87] Heslen, P.L.J.; Otto, R.; Spanningskwaliteit in Nederland in 2007, (Project of Enbin), doc. no. 30713201-consulting 08-0639 (in Dutch language), 2008.
-

- [88] Koch, R.; Beaulieu, G.; Berthet, L.; Halpin, M. "*International survey of unbalance levels in LV, MV, HV, and EHV power systems: CIGRE/CIRED JWG C4.103 Results*". Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna, Austria. May, 2007. p. 1-4.
- [89] De Jaeger, E.; "*Disturbance emission level assessment techniques. (CIGRE / CIRED Joint Working Group C4-109)*" Proc. 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague, June, 2009. p. 1-4.
- [90] Simmons, A.D.; Infield, D.G. "*Current waveform quality from grid connected photovoltaic inverters and its dependence on operating conditions*". Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2000, vol. 8, p. 4112-420.
- [91] Oliva, A.R.; Balda, J C. "*A PV dispersed generator: a power quality analysis within the IEEE 519*". IEEE Transactions on Power Delivery. 2003, vol. 18(2), p. 525-530.
- [92] Enslin, J.H.R.; Heskes, P.J.M. "*Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network*". IEEE Transactions on Power Electronics. 2004, vol.19(6), p. 1586-1593.
- [93] Schlabbach, J.; Kammer, L. "*Prediction of harmonic currents of PV-inverters using measured solar radiation data*". Proc. IEEE MELECON 2006. Benalmádena, Málaga, Spain. May, 2006. p 857-860.
- [94] Benhabib, M.C.; Myrzik, J.M.A; Duarte, J.L. "*Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network*". Proc. 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona, Spain. October, 2007. p. 1-6.
- [95] Goh, H.S.; Armstrong, M.; Zahawi, B. "*The effect of grid operating conditions on the current controller performance of grid connected photovoltaic inverters*". Proc. 13th European Conference on Power Electronics and Applications. Barcelona, Spain. September, 2009. p. 1-8.
- [96] Macêdo, W.N.; Zilles, R. "*Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities*". Energy for Sustainable Development. 2009, vol.13, p. 202-211.
- [97] Ortmeyer, T.H.; Chakravarthi, K.R.; Mahmoud, A.A. "*The effects of power system harmonics on power system equipment and loads*". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1985, vol. 104, p. 2555-2563.
- [98] Germain, B.; Bollen, M.; Koch, R.; Malgarotti, S.; Mamo, X.; Sinclair, J. "*Power quality indices and objectives for MV, HV and EHV systems. CIGRE WG 36.07/CIRED progress*". Proc. 17th International Conference on Electricity Distribution. Barcelona, Spain. May, 2003. p. 1-6
- [99] Final WG Report, Power Quality Indices and Objectives, Joint Working Group Cigré C4.07 /Cired, 2004.

-
- [100] Xiaoqing, H.; Peng, N.; Hualin, G. “*A new assessment method of customer harmonic emission level*”. Proc. 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Chengdu, China. March, 2010. p. 1-5.
- [101] Hui, J.; Yang, H.S.; Lin, M.Y. “*Assessing utility harmonic impedance based on the covariance characteristic of random vectors*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2010, vol. 25(3), p. 1778-1786.
- [102] Cobben, J.F.G. “*Power Quality Implications at the Point of Connection. DeltaHague: Den Haag (The Netherlands)*”, 2007.
- [103] Bendel, C.; Enders, W.; SchUlbe, A.; Daub, H. “*EMC and safety design for photovoltaic systems-ESDEPS*”. Proc. 16th European Solar Energy Conference and Exhibition. Glasgow. May, 2000. p. 1-5.
- [104] Koch, R.; Gumede, N. “*The impact of harmonic resonance conditions on the connection rules for large industrial installations*”. Proc. 2005 IEEE PES Conference and Exposition. Durban, South Africa. July, 2005. p. 320-325.
- [105] Mcgranaghan, M.; Peele, S.; Murray, D. “*Solving harmonic resonance problems on the medium voltage system*”. Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution. Vienna, Austria. May, 2007. p. 1-4.
- [106] Papathanassiou, S.A.; Papadopoulos, M.P. “*Harmonic analysis in a power system with wind generation*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2006, vol. 21(4), p. 2006-2016.
- [107] Katiraei, F.; Mauch, K.; Dignard-Bailey, L. “*Integration of photovoltaic power systems in high-penetration clusters for distribution networks and mini-grids*”. International Journal of Distributed Energy Resources. 2007, vol. 3(3), p. 1-13.
- [108] Schlabbach, J.; Groß, A. “*Harmonic current emission of PV-generation under controlled voltage conditions*”. Proc. 2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. Malaga, Spain. May, 2006, p. 1056-1059.
- [109] Sanchis, P.; López, J.; Ursúa, A.; Gubía, E.; Marroyo, L.; “*On the testing, characterization, and evaluation of PV inverters and dynamic MPPT performance under real varying operating conditions*”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2007, vol. 15, p. 541-556.
- [110] Schlabbach, J.; Kammer, L. “*Prediction of harmonic currents of PV inverters using measured solar radiation data*”. Proc. 2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. Benalmádena, Málaga, Spain. May, 2006. p. 857-860.
- [111] Hacker, R.; Thornycroft, J.; Munro, D.; Rudkin, E. Coordinated Experimental Research into PV Power Interaction with the Supply Network-Phase I (ETSU S/P2/00233), 1999.
- [112] El-Samahy, I.; El-Saadany, E. “*The effect of DG on power quality in a deregulated environment*”. Proc. 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting. San Francisco, CA, USA. June, 2005. p. 2969-2976.
-

- [113] Kern, E.C.; Gulachenski, E.M.; Kern, G.A. “*Cloud effects on distributed photovoltaic generation: slow transients at the Gardner, Massachussem photovoltaic experiment*”, IEEE Transactions on Energy Conversion. 1989, vol. 4(2), p.184-190.
- [114] Kondo,T.; Baba, J.; Yokoyama, A. “*Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generation using FACTs devices*”. Electrical Engineering in Japan. 2008, vol. 165(3), p. 16-28.
- [115] Jain, S.; Agarwal, V. “*New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems*”. Energy Conversion and Management. 2007, vol. 48, p. 625-644.
- [116] Suehrcke, H.; McCormick, P.G. “The frequency distribution of instantaneous insolation values”. Solar Energy. 1988, vol. 40(5), p. 413-422.
- [117] Kawasakia, N.; Oozekia,T.; Otania, K.; Kurokawaa, K. “*An evaluation method of the fluctuation characteristics of photovoltaic systems by using frequency analysis*”. Solar Energy Materials & Solar Cells. 2006, vol. 90, p. 3356-3363.
- [118] Yang, X. “*Flicker emission assessments and a new method based on RMS measurements*”. Proc. 2009 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Calgary, Alberta, Canada. July, 2009, p. 1-7.
- [119] Paranavithana, P.; “*Contributions towards the development of the technical report IEC/TR 61000-3-13 on voltage unbalance emission allocation*”. PhD thesis, School of Electrical, Computer and Telecommunications Engineering, University of Wollongong, Wollongong, Australia. March, 2009.
- [120] Paranavithana, P.; Perera, S.; Sutanto, D.; Koch, R. “*A systematic approach towards evaluating voltage unbalance problem in interconnected sub-transmission networks: separation of contribution by lines, loads and mitigations*”. Proc. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Wollongong, Australia. September, 2008, p. 1-6
- [121] Renner, H. “*Voltage unbalance emission assessment*”. Proc. 2010 Power Quality and Supply Reliability (PQ). Kuressaare, Estonia. June, 2010. p. 43-48.
- [122] Network of DER Laboratories and Pre-Standardisation, Deliverable 2.1: Key needs, priorities and framework for the development of a common European pre-standard on DER interconnection, 2008.
- [123] Endesa Distribución, Guía Técnica de Condiciones Sobre la Conexión a la Red de Distribución de Baja Tensión de Endesa de Fuentes de Energía Solar Fotovoltaica de Potencia Nominal no Superior a 100 kVA, 2008.
- [124] Endesa Distribución, Norma Básica sobre Condiciones Técnicas de Conexión para los Productores en Régimen Especial, 2001.

-
- [125] Degner, T.; Arnold, G.; Braun, M.; D. Hechmann, D.; Bründlinger, R. “*Utility-scale PV systems: grid connection requirements, test procedures and European harmonization*”. Photovoltaics International, Second Quarter 2009, Fourth Edition.
- [126] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, 2008.
- [127] Comisión Nacional de la Energía. Propuesta de Real Decreto de Acceso y Conexión a la Red Eléctrica de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de Régimen Especial, 2009
- [128] EN 50438, Requirements for the Connection of Micro-Generators in Parallel with Public Low-Voltage Distribution Networks, 2009.
- [129] EN CLC/TS 50549-1, Requirements for the Connection of Generators Above 16 A per Phase to the LV Distribution System, 2010.
- [130] EN CLC/TS 50549-2, Requirements for the Connection of Generators to the MV Distribution System, 2011.
- [131] Canova, A.; Giaccone, L.; Spertino, F.; Tartaglia, M. “*Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network*”. Proc. 2007 IEEE Industry Applications Conference. 42nd IAS Annual Meeting (IAS'07). New Orleans, Louisiana, USA. 2007. p. 1450-1455.
- [132] Krampitz, I. “*Getting on the grid: optimizing integration of PV and other renewable sources*”. Renewable Energy World. January-February 2006, p. 118-125.
- [133] Rutschmann, I. “*Room for 30 GW*”. Photon International. 2008. p. 30-34.
- [134] Hollands, K.G.T.; Crha, S.J. “*A probability density function for the diffuse fraction, with applications*”, Solar Energy. 1987, vol. 38(4), p. 237-245.
- [135] Bracale, A.; Caramia, P.; Carpinelli, G.; Russo, A.; Verde, P. “*Site and system indices for power-quality characterization of distribution networks with distributed generation*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2011, vol. 26, p. 1304-1316.
- [136] IEC Std. 61000-4-7, EMC – Part 4-7: Testing and Measurement Techniques – General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto, 2nd Ed. 2009
- [137] IEC 61000-4-15, EMC – Part 4-15: Testing and Measurement Techniques - Flickermeter - Functional and Design Specifications. 2^a Ed. Geneva: IEC, 2008
- [138] Gong, L.M.; Zhu, Z.Q. “*A novel method for compensating inverter nonlinearity effects in carrier signal injection-based sensorless control from positive sequence carrier current distortion*”. IEEE Transactions on Industry Application. 2011, vol. 47(3), p. 1283- 1292.
-

- [139] Guerrero, J.M.; Leetmaa, M.; Briz, F.; Zamarrón, A.; Lorenz, R.D. “*Inverter nonlinearity effects in high frequency signal injection-based, sensorless control methods*”. Proc. 38th IAS Annual Meeting. Salt Lake City, Utah USA. October, 2003. p. 1157-1164.
- [140] Sabin, D.D.; Brooks, D.L.; Sundaram, A. “*Indices for assessing harmonic distortion from power quality measurements: definitions and benchmark data*”, IEEE Transactions on Power Delivery. 1999, vol. 14(2), p. 489-496.
- [141] 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, vol. 22(1), p. 674-683.
- [142] Singh, A.K.; Singh, G.K.; Mitra, R. “*Some observations on definitions of voltage unbalance*”. Proc. 39th North American Power Symposium. Las Cruces, New Mexico, USA. September-October, 2007. p. 473-479.
- [143] Pillay, P.; Manyage, M. “*Definitions of voltage unbalance*”. IEEE Power Engineering Rev. 2001, vol. 21(5), p. 49-51.
- [144] IEEE Std. 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 2009.
- [145] EN Std. 50160, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems, 2000.
- [146] European Regulators’ Group for Electricity and Gas, Towards Voltage Quality Regulation in Europe - An ERGEG Public Consultation Paper. Ref. E06-EQS-09-03, 06 December 2006.
- [147] ANSI Std. C84.1, American National Standard for Electric Power Systems and Equipment–Voltage Ratings (60 Hz), 2006.
- [148] Papathanassiou, S.A. “*A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network*”. Electric Power Systems Research. 2007, vol. 77(1), p. 24-34.
- [149] Jayasekara, N.; Wolfs, P. “*Analysis of power quality impact of high penetration PV in residential feeders*”. Proc. 20th Australasian Universities Power Engineering Conference. December, 2010. p. 1-8.
- [150] Bollen, M.; Verde, P. “*A framework for regulation of RMS voltage and short-duration under and overvoltages*”. IEEE Transactions on Power Delivery. 2008, vol. 23, p. 2105-2112.
- [151] Emanuel, A.E. “*On the assessment of harmonic pollution*,” IEEE Transactions on Power Delivery. 1995, vol. 10(3), p. 1693-98.
- [152] IEEE 1459, Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, 2010.
- [153] Anderson, D.R.; Sweeney D.J.; Williams T.A. “*Statistics for business and economics*”. Proc. 11th South-Western. Mason, USA. 2011.
- [154] Little, L. Ph.D., UW Department of Psychology, University of Washington, 2010.

-
- [155] Steel, R.G.D.; Torrie, J.H. *Principles and Procedures of Statistics*, McGraw-Hill: New York, 1960.
- [156] Chicco, G.; Postolache, P.; Toader, C. “*Triplen harmonics: myths and reality*”. *Electric Power Systems Research*. 2011, vol. 81, p. 1541-1549.
- [157] Emanuel A.E. *Power Definitions and the Physical Mechanism of Power Flow*, John Wiley & Sons, Ltd., 2010.
- [158] Luque, A.; Hegedus S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 1st edn, Wiley: Chichester, 2003.
- [159] Nofuentes, G.; Almonacid G. “*An approach to the selection of the inverter for architecturally integrated photovoltaic grid-connected systems*”. *Renewable Energy* 1998, vol 15(1-4), p. 487-490.
- [160] Calais, M.; Myrzik, J.; Spooner, T. V.G. Agelidis. “*Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview*”. *Proc. 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists*. Cairns, Queensland, Australia. June, 2002. p. 1995-2000.
- [161] Bletterie, B.; Bründlinger, R.; Häberlin, H.; Baumgartner, F.; Schmidt, H.; Burger, B.; Klein, G.; Abella, M.A. “*Redefinition of the European efficiency-finding the compromise between simplicity and accuracy*”. *Proc. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*. September, 2008. Valencia, Spain. p. 2735 -2742.
- [162] Cacciato, M.; Consoli, A.; Crisafulli, V. “*A high voltage gain DC/DC converter for energy harvesting in single module photovoltaic applications*”. *Proc. 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. Bari, Italy. July, 2010. p. 550-555.
- [163] Hung, C-H.; Gilmore, J.; Huang, C-P.; Dai P-G., Zhu. W.; “*BoS cost savings and LCOE reduction for a 10 MW PV system with the 500 kW transformerless invertir*”. *Proc. 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*. Hefei, China. 2010. p. 924-928.
- [164] IEC Std. 61000-1-1, EMC – Part 1: General - Section 1: Application and Interpretation of Fundamental Definitions and Terms. 1^a Ed., 1992.
- [165] IEC Std. 61000-4-1, EMC – Part 4-1: Testing and Measurement Techniques - Overview of IEC 61000-4 Series, 2006.
- [166] IEC Std. 61000-4-2, EMC – Part 4-2: Testing and Measurement Techniques - Electrostatic Discharge Immunity Test, 2007
- [167] IEC Std. 61000-4-4, EMC – Part 4-4: Testing and Measurement Techniques — Electrical Fast Transient/Burst Immunity Test, 2012.
- [168] IEC Std. 61000-4-12, EMC – Part 4-12: Testing and Measurement Techniques – Ring Wave Immunity Test, 2012.
- [169] IEC Std. 61000-4-5, EMC – Part 4-15: Testing and Measurement Techniques - Surge Immunity Test, 2005.
-

-
- [170] IEC Std. 61000-4-14, EMC – Part 4-14: Testing and Measurement Techniques - Voltage Fluctuation Immunity Test for Equipment with Input Current not Exceeding 16 A per Phase 2009.
 - [171] C62.41-1982. IEEE Guide on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage AC Power Circuits.
 - [172] IEC Std. 61000-2-4, EMC – Part 2-4: Environment - Compatibility Levels in Industrial Plants for Low-Frequency Conducted Disturbances, 2002.