

TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE DOCTOR INGENIERO
INDUSTRIAL.

Nuevos retos en el diseño de redes eléctricas de distribución.

Enfoque a la carga, la red y la calidad de la
energía eléctrica.

AUTOR: TOMÁS YEBRA VEGA

DIRECTOR: VICENTE FUSTER ROIG



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA.

Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Instituto de Tecnología Eléctrica.

Valencia, España
Septiembre del 2010

TOMÁS YEBRA VEGA

**Nuevos retos en el diseño de redes eléctricas de distribución.
Enfoque a la carga, la red y la calidad de la energía eléctrica.**

Programa de doctorado: Tecnología eléctrica. Materiales, generación y distribución.

Este trabajo ha sido preparado con L^AT_EX.

Copyright ©2010, TOMÁS YEBRA VEGA.
All rights reserved.

Impreso en Valencia en Septiembre de 2010.

Universidad Politécnica de Valencia
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis doctoral

Nuevos retos en el diseño de redes eléctricas de distribución.

Autor: Tomás Yebra Vega
Director: Vicente Fuster Roig

Septiembre 2010

Departamento de Ingeniería Eléctrica.
Instituto de Tecnología Eléctrica.

Son muchas las personas que a lo largo de estos años y de muy distintas formas me han ayudado a finalizar este trabajo. A todos ellos quiero agradecer su apoyo. A el Instituto de Tecnología Eléctrica que me ha proporcionado los medios técnicos necesarios. A Vicente Fuster, director técnico del Instituto y director de esta tesis por los consejos que me ha dado. A los compañeros del departamento de alta tensión con los cuales he podido aprender otros campos de la ingeniería eléctrica y disfrutar de muy buenos momentos. Por último a mis amigos en general y mi familia. A ellos les debo el alcanzar las metas que me he propuesto en la vida.

Para todos aquellos que en el desarrollo de su profesión ayudan al bien común.

Resumen

En esta tesis se analizan diversos aspectos para la optimización y mejora de redes de distribución de la energía eléctrica. En dicho análisis se ha tenido en cuenta el estado actual de las redes y los desafíos a los que se están enfrentando. Entre los factores que más afectan a la concepción de las nuevas redes se encuentran la calidad de la energía eléctrica (CEE) y la generación distribuida (GD). Son estos factores los que están marcando cambios significativos tanto en la forma de entender el negocio eléctrico como en los requisitos técnicos que debe cumplir la red de distribución. Es por eso que la tesis se centra en estudiar la influencia de la CEE y cómo varían los parámetros del sistema cuando se introduce en una red convencional la GD, de manera que se puedan analizar los límites que las actuales redes de distribución tienen para expandirse e integrar GD y los puntos de operación más adecuados para la misma. Esta metodología de análisis permite establecer criterios de diseño para las futuras redes de distribución y evaluar las ventajas y desventajas de las nuevas redes.

La preocupación por el cambio climático está llevando a grandes cambios en el negocio de la energía eléctrica. Como objetivos generales se busca un bajo coste, una buena CEE y la eficiencia energética. Estas consignas han calado hondo en el sector y como consecuencia se están llevando a cabo varios proyectos en diferentes países que tratan de alcanzar estos objetivos. Una de las tendencias que más se está popularizando es el concepto de microrred. En esta tesis se recogen algunos de los aspectos de las microrredes, sin embargo se diferencia de este concepto puesto que no son objetivos principales la operación en isla, el almacenaje de energía o la optimización del control de la GD integrada en las red. Las microrredes pueden ser consideradas en estos aspectos rupturistas con el concepto actual. En la tesis se parte de las actuales infraestructuras de la red para evaluar mediante análisis objetivos si la integración de GD realmente genera más beneficios en la red y las cargas que los problemas que causa.

La introducción de las energías renovables (EERR) de pequeña y mediana poten-

cia lleva aparejada un tipo de generación que se integra en la red de distribución. Hasta el momento la introducción en el sistema de la GD se ha realizado sin conocer con precisión el impacto que tiene en la propia red. Con el fin de aportar mayor información sobre este impacto, en la tesis se estudian aspectos de la operación de la GD en régimen estacionario sinusoidal. Se estudian aspectos como la influencia en la posición, el tamaño y el tipo de GD, en las corrientes y tensiones de las redes actuales. Se hallan los límites de integración en función de las corrientes y las tensiones en la red.

Otro efecto de la introducción de la GD es la modificación de las corrientes vistas por el sistema de protección ante una falta. Entre los problemas que se pueden generar están la descoordinación de las protecciones, el aumento de los huecos de tensión en los puntos de la red y en algunos casos la operación en isla de la GD. En la tesis se identifican y analizan estos problemas y se hace una valoración de la gravedad de los mismos.

Gracias a la elaboración de estos modelos se han podido extraer conclusiones en varios campos, como el análisis transitorio, la eficiencia o la operación de la red. También se han llevado a cabo varias simulaciones estocásticas usando el método Monte Carlo de una red típica actual y una basada en un diseño con GD integrada. En ellas se ha conseguido evaluar la CEE de forma precisa. Esto facilita el diseño de las nuevas redes, viendo la influencia del cambio de equipos o variables de control en la CEE, ya que si se intentase extraer esta información en un sistema físico, en la mayoría de los casos sería irrealizable por el coste o imposible debido a los tiempos de monitorización requeridos.

Acrónimos

Entrada	Descripción	Lista de páginas
ADA	Advanced Distribution Automation	14
AEP	American Electric Power	25
APF	Active Power Filter	148
AT	Alta Tensión	214, 218, 220, 241, 263, 275, 294
ATCC	Alta Tensión Corriente Continua	11, 12, 286
ATP	Alternative Transient Program	4, 88, 165, 240, 241, 267, 273
BT	Baja Tensión	3, 87, 88, 108–111, 117, 118, 120, 123, 139, 215, 240, 241, 258, 284
CA	Corriente Alterna	7–9, 11, 32, 113, 147, 184– 186, 188, 189, 191, 193, 195, 283, 284, 286, 287, 289, 290
CC	Corriente Continua	4, 7, 8, 11, 32, 113, 184, 187, 188, 191, 192, 194, 199, 200, 202, 209, 219, 283–290
CCT	Curva Corriente-Tiempo	87, 97, 118, 119
CEC	California Energy Commission	28
CEE	Calidad de la Energía Eléctrica	I, II, 3, 4, 23, 30, 143, 145, 147, 148, 151, 196, 214, 215, 217, 243, 257, 258, 262, 263, 266–268, 273, 275
CEIDS	Consortium for Electric Infrastructure to support a Digital Society	13

Entrada	Descripción	Lista de páginas
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions	25, 28
CESI	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano	23
CPD	Custom Power Devices	147, 148, 150, 151
CT	Centro de Transformación	9, 89
DER	Distributed Energy Resources	14
DPWM	Discontinuous Pulse Width-Modulation	202, 204, 205
DSP	Digital Signal Processor	167, 182, 202, 205
DSTATCOM	Distribution Static Synchronous Compensator	149
DUIT	Distributed Utility Integration Test	28
DVR	Dynamic Voltage Restorer	32, 149
E2I	Electric Innovation Institute	13
EE.UU.	Estados Unidos de América	7, 13, 35
EERR	Energías Renovables	1, 22, 27, 28, 142, 270
EPRI	Electric Power Research Institute	13
FACTS	Flexible AC transmission	145–147, 151, 154, 161, 163–165, 214, 221
FP	Factor de Potencia	69, 72, 78–82, 84–86, 204, 205, 244, 288–290
GD	Generación Distribuida	I, II, 3, 4, 23, 37, 38, 69, 78, 84, 86–88, 122–127, 129, 130, 133, 135–140, 142, 143, 146, 151, 154, 164, 165, 167, 184, 196, 213–215, 217–219, 221, 222, 231, 245–247, 250, 251, 253–258, 260, 262, 263, 265–267, 269–275

Entrada	Descripción	Lista de páginas
GDPWM	Generalized Discontinuous Pulse Width-Modulation	204
GE	General Electric	7, 8, 28
IEC	International Electrotechnical Commission	13, 101
IECSA	Integrated Energy and Communications System Architecture	14
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	28, 101, 116
IOC	Instantaneous Overcurrent	118
ITIC	Information Technology Industry Council	116, 260, 262
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	35
MEM	Microgrid Energy Management	28
MT	Media Tensión	9, 22, 23, 28, 38, 89, 92, 96, 109–111, 120, 139, 240, 246, 258, 284, 294
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	30, 32, 35
NPS	Northern Power Systems	28
NREL	National Renewable Energy Laboratory	28
PAFC	Phosphoric-Acid Fuel Cell	35
PCC	Punto de Conexión Común o Point of Common Coupling	101, 103, 127, 135, 137, 140, 148, 168, 170, 291
PI	proporcional-integral	166, 180
PLL	Phase Locked Loop	178, 180, 182, 183
PWM	Pulse-Width Modulation	113, 196, 210, 215

Entrada	Descripción	Lista de páginas
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpida	30, 32
SAPF	Shunt Active Power Filter	149
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	35
SPWM	Sinusoidal Pulse-Width Modulation	196, 199, 200
ST	Subestación Transformadora	9, 89, 95, 110, 111, 120, 124, 127, 129, 133, 140, 142, 218, 240, 241, 246, 247, 250, 253, 255–257, 304
SVM	Space Vector Modulation	205, 208
SVPWM	Space Vector Pulse-Width Modulation	201
THIPWM	Third Harmonic Injection Pulse Width-Modulation	201
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación	13, 14
TOC	Time Overcurrent	118
UCA	Utility Communications Architecture	13, 14
UPS	Uninterrupted Power Supply	30

Nomenclatura

Entrada	Descripción	Lista de páginas
C_{abc}	Señales de conmutación en el marco de referencia ABC	168
C_{cc}	Condensadores del bus de CC.	192
C	Capacidad	277
F	Matriz de la transformada de Stokvis-Fortescue	292
G_s	valor de ajuste de la magnitud característica de un relé	93
G	Valor de la magnitud característica de un relé	93
G	Conductancia	277
$I_{1\alpha\beta}^*$	Corrientes consigna de salida del convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168
$I_{2\alpha\beta}^{+1}$	Corrientes de secuencia positiva de salida del filtro del convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	174
$I_{2\alpha\beta}^{-1}$	Corrientes de secuencia negativa de salida del filtro del convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	173
I_0	Corriente consumida por un transformador durante su ensayo en vacío	89
$I_{1\alpha\beta}$	Corrientes medidas en la salida del convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168, 170, 174, 176
I_{1abc}	Corrientes de salida del convertidor. Marco de referencia ABC.	168
I_1	Corriente de salida del convertidor	168

Entrada	Descripción	Lista de páginas
$I_{2\alpha\beta}$	Corrientes de salida del filtro del convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168, 170, 175
I_{2abc}	Corrientes de salida del filtro del convertidor. Marco de referencia ABC.	168
I_a	Corriente en la fase A	292
I_b	Corriente en la fase B	292
I_{ca1}	Módulo de la corriente en una de las fases de un sistema monofásico de corriente alterna	284
I_{ca3}	Módulo de la corriente en una de las fases de un sistema trifásico equilibrado de corriente alterna	283
I_{cc1}	Módulo de corriente en una línea de corriente continua con un cable por polo	284
I_{cc2}	Módulo de corriente en una línea de corriente continua con dos cables por polo	285
$I_{cctrafo}$	Corriente de cortocircuito de un transformador	96
I_c	Corriente en la fase C	292
$I_{ffusible}$	Corriente de fusión de un fusible	96
I_f	Intensidad de falta	296
I_{max}	Intensidad máxima	38
$I_{n_{fusible}}$	Corriente nominal de un fusible	96
$I_{n_{trafo}}$	Corriente nominal de un transformador	96
$K_{b\beta}$	Contante de restauración de la frecuencia del regulador potencia-frecuencia.	220
L	Inductancia eléctrica	277
P_0	Potencia de pérdidas del ensayo en vacío de un transformador	89
P_{cc}	Potencia de pérdidas del ensayo de cortocircuito de un transformador	89

Entrada	Descripción	Lista de páginas
P_{p3ca}	Potencia de pérdidas en una línea monofásica de corriente alterna	284
P_{p3ca}	Potencia de pérdidas en una línea trifásica de corriente alterna	283
P_{pcc1}	Potencia de pérdidas en una línea de corriente continua con un cable por polo	284
P_{pcc2}	Potencia de pérdidas en una línea de corriente continua con dos cables por polo	285
P	Potencia activa entregada a la carga	283
R	Resistencia eléctrica	277, 283
S	Potencia aparente	88, 89
T_s	Periodo de conmutación.	208, 210, 212
U_F	Tensión de fase.	284
U_L	Tensión de línea entre fases.	283
U_{ab}	Tensión de línea entre fases A y B	110, 291
U_a	Tensión de fase A	291, 292
U_{bc}	Tensión de línea entre fases B y C	110, 291, 292
U_b	Tensión de fase B	291, 292
U_{ca}	Tensión de línea entre fases C y A	109, 110, 291
U_{cc}	Tensión de alimentación continua	284
U_c	Tensión de fase C	291, 292
$V_{c\alpha\beta}^*$	Tensiones consigna en el condensador. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168
$V_{i\alpha\beta}^*$	Tensiones consigna en el convertidor. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168
V_{iabc}^*	Tensiones consigna en el convertidor. Marco de referencia ABC.	168
V_{tabc}^*	Tensiones consigna trifásicas en la carga. Marco de referencia ABC.	168, 219
V_{12}	caída de tensión en la línea	155
$V_1 \angle \delta_1$	Tensión en el bus emisor de potencia	154
V_1	Tensión de salida del convertidor	168

Entrada	Descripción	Lista de páginas
$V_2 \angle \delta_2$	Tensión en el bus receptor de potencia	154
V_α	Tensiones de la componente α .	180
$V_\beta \angle \delta_1 + \beta$	Tensión del compensador serie	159
V_β	Tensiones de la componente β .	180
$V_{c_{\alpha\beta}}$	Tensiones medidas en el condensador. Marco de referencia $\alpha\beta$.	168, 170, 174, 175
$V_{c_{abc}}$	Tensiones trifásicas en el condensador. Marco de referencia ABC.	168
V_n	Tensión nominal	139
V_q	Tensiones de la componente en cuadratura.	180, 181
$V_{t_{abc}}$	Tensiones trifásicas en el secundario del transformador. Marco de referencia ABC.	168
X_l	Reactancia por unidad de longitud	38
Y_{Π}	Admitancia del modelo en Π	279, 280
Z_{Π}	Impedancia del modelo en Π	279, 280
Z_{cc}	Impedancia de cortocircuito	89, 96, 125
Z_c	Impedancia característica de una línea eléctrica	278, 279
$Z_{m,1}$	Impedancia de magnetización de secuencia directa	294
Z_s	Impedancia del secundario	294
Π	Modelo de línea eléctrica de parámetros concentrados con una rama serie y dos paralelas a tierra.	90, 280
α	Nivel de significación dado en un intervalo de una distribución de probabilidad.	233
γ	Constante de propagación de una señal en una línea eléctrica	278
λ	Longitud de onda	90, 155
\mathcal{A}	Coficiente 11 de los parámetros en T de un cuadripolo	279, 280

Entrada	Descripción	Lista de páginas
\mathcal{B}	Coefficiente 12 de los parámetros en T de un cuadripolo	279, 280
\mathcal{C}	Coefficiente 21 de los parámetros en T de un cuadripolo	279, 280
\mathcal{D}	Coefficiente 22 de los parámetros en T de un cuadripolo	279, 280
$\mathcal{I}(x)$	Fasor de corriente dependiente del espacio	278
$\mathcal{U}(x)$	Fasor de tensión dependiente del espacio	278
μ	Media de una distribución de probabilidad.	232
ω_{ci}	Frecuencia de corte del regulador de corriente del convertidor.	175
ω_c	Frecuencia de corte.	182, 183
ω	Pulsación o frecuencia del sistema	180, 278
ϕ	Ángulo del fasor de referencia de la tensión a modular.	204
σ	Desviación típica de una distribución de probabilidad.	232, 233
θ	Ángulo de referencia.	180
φ	Ángulo de desfase entre la señal de tensión y corriente.	283
ξ	Amortiguamiento.	182
a	Índice característico de la función algebraica de tiempo inverso de un relé	93
a	Fasor de valor $-\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot j$	293
b	Susceptancia por kilómetro	90
b	Pendiente de la recta del regulador potencia-frecuencia.	220
c	Capacidad por unidad de longitud	38
dx	Diferencial de longitud	277
i	Corriente	278

Entrada	Descripción	Lista de páginas
k	Constante característica de un relé	93
r_t	Relación de transformación entre los devanados de un transformador	103
r	Resistencia por kilómetro	90
r	Resistencia eléctrica por unidad de longitud	38
t_{crit}	Tiempo crítico: duración máxima de una perturbación que permite a la carga no desconectar	119, 120, 136, 138, 139
t_{desp}	Tiempo de despeje de un interruptor automático	118, 120, 136–139
t	Tiempo de funcionamiento teórico de un relé	93
u	Tensión	278
v_n	Tensión en el polo negativo del bus de cc.	188
v_{pn}	Tensión entre los polo del bus de CC.	202
v_p	Velocidad de propagación o tensión en el polo positivo del bus de CC.	90, 188
x	Reactancia por kilómetro	90
y	Admitancia	278
z	Impedancia	278
D	Devanado primario en triángulo de una máquina eléctrica trifásica	102, 103, 106
Y	Devanado primario en estrella de una máquina eléctrica trifásica	102
y	Devanado secundario en estrella de una máquina eléctrica trifásica	103, 106
Z	Devanado primario zig-zag de una máquina eléctrica trifásica	102

Índice

Acrónimos	v
Nomenclatura	ix
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes y motivación	1
1.2. Objetivos y esquema de la tesis	2
2. Evolución histórica hacia las nuevas redes de distribución	7
2.1. Introducción	7
2.2. La carrera por la construcción de la primera red eléctrica	8
2.3. La imposición de un modelo	9
2.4. Conceptos y tendencias para el futuro	13
2.4.1. IntelliGrid	13
2.4.2. Smartgrid	17
2.4.3. El caso español: FUTURED	18
2.5. Microrredes	21
2.5.1. Proyectos europeos	22
2.5.2. Proyectos norteamericanos	25
2.5.3. Proyectos japoneses	30
2.5.4. Otros proyectos	35
3. Capacidad de la red de distribución	37
3.1. Introducción	37
3.1.1. Condiciones de estudio	38
3.2. Influencia de una carga resistiva con impedancia constante	40
3.2.1. Variación de la sección.	40
3.2.2. Variación de la longitud.	44
3.3. Influencia de una carga de tensión constante	49

3.3.1. Variación de la sección de la línea y el módulo de la tensión en la carga	49
3.3.2. Variación de la longitud de la línea y el módulo de la tensión en la carga	51
3.3.3. Variación de la sección de la línea y el ángulo de la tensión en la carga	59
3.3.4. Variación de la longitud de la línea y el ángulo de la tensión en la carga	67
3.4. Influencia de una carga de potencia controlable	69
3.4.1. Variación de la sección de la línea con factor de potencia la unidad en la carga	69
3.4.2. Variación de la longitud de la línea con factor de potencia la unidad en la carga	73
3.4.3. Variación del factor de potencia de la carga	78
3.5. Conclusiones	85
4. Protección de las redes y su influencia en los huecos de tensión	87
4.1. Introducción	87
4.2. Red de análisis	88
4.3. Coordinación de protecciones	92
4.4. Cálculos de huecos de tensión	101
4.4.1. Influencia del régimen de neutro en las tensiones	107
4.4.2. Influencia de la distancia de la falta	108
4.4.3. Influencia de la resistencia de falta en las tensiones	111
4.4.4. Efecto de los huecos de tensión en los equipos sensibles	112
4.4.5. Coordinación hueco de tensión y protección contra sobrecorriente	118
4.5. Impacto de la GD en la distribución	122
4.5.1. Impacto de la GD en el sistema de protección	123
4.5.2. Impacto de la GD en los huecos tensión	135
4.6. Conclusiones	142
5. Sistemas electrónicos en redes de distribución	145
5.1. Introducción	145
5.2. FACTS	147
5.3. CPD	148
5.4. Clasificación FACTS	151
5.5. Parámetros de control	154
5.5.1. Compensación serie	159
5.5.2. Compensación paralelo	161
5.6. Algoritmos de control	163

5.7. Algoritmos de control primario	165
5.7.1. Filtro LCL	169
5.7.2. Estimación de la caída de tensión	170
5.7.3. Regulador de corriente	174
5.7.4. Regulador de tensión	176
5.7.5. Seguidor de fase	179
5.8. El convertidor	184
5.8.1. Topologías y modelización	185
5.8.2. Modulación	196
5.8.3. Modulación basada en portadora	196
5.8.4. Modulación Vectorial	205
5.9. Conclusiones	213
6. Evaluación integral de sistemas de distribución	217
6.1. Introducción	217
6.2. Integración de la GD	218
6.2.1. Lazos de control secundario	218
6.3. Simulación estocástica	232
6.3.1. Condiciones de la monitorización	232
6.3.2. Método Monte Carlo	235
6.4. Casos de estudio	240
6.5. Evaluación del comportamiento transitorio	246
6.6. Evaluación de la CEE	255
6.7. Conclusiones	267
7. Conclusiones y trabajos futuros	269
7.1. Conclusiones	269
7.2. Trabajos futuros	274
A. Modelo de línea	277
B. Cambio en el sistema de explotación	283
B.1. Introducción	283
B.2. Comparativa	283
B.3. Discusión	290

C. Cálculo de corrientes de cortocircuito. Regímenes de neutro	291
C.1. Comparativa de los regímenes de neutro	300
C.2. Influencia de la resistencia de la falta	304
D. Calculo de potencias y sistemas de referencia	307
D.1. Potencia instantánea	307
D.2. Transformada de Stokvis-Fortescue	308
D.3. Transformación Clarke y Park	311
E. Modelos de protecciones desarrollados	317
E.1. Fusibles	317
E.2. Reconectador	318
F. Gráficos de los sistemas en ATPDraw	321
F.1. Red de distribución	321
F.2. Modelo del convertidor	323
Bibliografía	337

Índice de figuras

2.1.	Primeros hitos históricos importantes en el desarrollo del actual sistema eléctrico.	9
2.2.	Esquema tradicional de suministro de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo	10
2.3.	Evolución histórica de las válvulas	12
2.4.	Diagrama temporal de las fases de desarrollo de Intelligrid	14
2.5.	Esquema de la visión del consorcio Intelligrid.	16
2.6.	Factores del negocio eléctrico a tener en cuenta según FUTURED	19
2.7.	Grupos de trabajo visión estratégica FUTURED	20
2.8.	Leyenda de los dispositivos representados en las microrredes descritas. . .	22
2.9.	Microrred construida por Labein (España).	24
2.10.	Esquema proyecto CESI.	25
2.11.	Microrred DeMoTec, ISET Kassel.	26
2.12.	Diagrama conceptual de microrred del CERTS.	27
2.13.	Esquema de instalación de microrred del CERTS.	29
2.14.	Esquema proyecto Mad river.	29
2.15.	Esquemas de la instalación de la microrred construida en Sendai.	31
2.16.	Una visión general de la microrred construida en Hachinohe.	33
2.17.	Esquema general de la microrred kyoto Eco-Energy.	34
2.18.	Esquema general de la microrred Shimizu.	35
2.19.	Microrred construida para la exposición universal de Aichi 2005.	36
3.1.	Tensión en el nudo al aumentar la impedancia de la carga, para distintas secciones de cable.	41
3.2.	Corriente en la cabecera cuando aumenta la impedancia de la carga. Detalle del límite de corriente para cada sección de cable.	42
3.3.	Potencia aparente, en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea cuando aumenta la impedancia de la carga.	43

3.4.	Potencia activa y reactiva cuando aumenta la impedancia en la carga para distintas secciones de cable.	44
3.5.	Corriente en la cabecera en función de la longitud del conductor y de la impedancia de carga.	45
3.6.	Tensión en la cabecera en función de la longitud del conductor y de la impedancia de carga.	46
3.7.	Potencias aparentes en la cabecera y de pérdidas en la línea en función de la longitud del cable y la impedancia de la carga.	47
3.8.	Potencia activa y reactiva en función de la distancia y la impedancia de carga.	48
3.9.	Gráfica tensión corriente para distintas secciones de cable.	50
3.10.	Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.	52
3.11.	Tensión frente a potencia activa en la carga, reactiva en la cabecera y potencia activa de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.	53
3.12.	Corriente para distintas longitudes de cable.	54
3.13.	Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante (Cont.).	55
3.13.	Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.	56
3.14.	Potencias activa en la carga, reactiva en cabecera y activa en la línea para varias longitudes de cable.	58
3.15.	Potencias aparente en cabecera, carga en función de la longitud del cable y distintos módulos de tensión en la carga.	59
3.16.	Potencias activa en la carga, reactiva en la cabecera y activa en la línea para distintos módulos de tensión en la carga.	60
3.17.	Corriente en función del ángulo de la carga para distintas secciones de cable.	61
3.18.	Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión la de cabecera y ángulo constante.	62
3.19.	Gráficas tensión potencia activa, reactiva en la carga y potencia activa, reactiva de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.	64
3.20.	Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.	65
3.21.	Gráficas tensión potencia activa, reactiva en la carga y potencia activa, reactiva de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.	66

3.22.	Potencias aparente en cabecera carga y línea en función de la longitud del cable y distintos ángulos de tensión en la carga.	67
3.23.	Potencias activa en la carga, reactiva en la cabecera y activa en la línea para distintos ángulos de tensión en la carga.	68
3.24.	Valores de tensión cuando la carga es pasiva o activa para distintas secciones de cable.	70
3.25.	Valores de Corriente cuando la carga es pasiva o activa para distintas secciones de cable.	71
3.26.	Potencia en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea para distintas secciones de línea al variar la potencia activa en la carga.	72
3.27.	Potencia para distintas secciones de línea al variar la potencia activa en la carga.	73
3.28.	Valores de tensión cuando la carga es es pasiva o activa para distintas longitudes de cable y $S=240mm^2$	74
3.29.	Valores de Corriente cuando la carga es es pasiva o activa para distintas longitudes de cable y $S=240mm^2$	74
3.30.	Potencia en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea para distintas longitudes de línea al variar la potencia activa en la carga. Sección de la línea $S=240mm^2$	75
3.31.	Potencia para distintas longitudes de línea al variar la potencia activa en la carga.	77
3.32.	Potencia máxima para varias secciones en función de la longitud.	78
3.33.	Tensión y corriente para distintos factores de potencia en función de la longitud de la línea. $S=240mm^2$	80
3.34.	Tensión y corriente para carga de 2MW con distintos factores de potencia, cable de 10km y $240mm^2$	81
3.35.	Límites del conductor de $240 mm^2$ y longitud 10 km cuando la carga opera en cada uno de los cuadrantes de potencia.	82
3.36.	Límites del conductor de $240 mm^2$ y longitud 50 km cuando la carga opera en cada uno de los cuadrantes de potencia.	83
4.1.	Red de distribución aérea típica con sus sistemas de protección.	91
4.2.	Diagrama para mostrar la coordinación entre el reconector y el fusible.	94
4.3.	Curvas de CTT para las protecciones coordinadas frente faltas monofásicas.	98
4.4.	Curvas de CTT para las protecciones coordinadas frente faltas entre fases.	99
4.5.	Esquema de la transmisión de una falta con tres PCC.	107

4.6.	Tensión en bornes de la impedancia zig-zag durante una falta monofásica.	108
4.7.	Esquema de distribución con neutro impedancia Zig-Zag.	109
4.8.	Valor de la tensión en cualquier punto de la red ante una falta trifásica.	109
4.9.	Tensiones simples en distintos puntos de la red ante una falta monofásica, en función de la distancia de la falta a la subestación.	111
4.10.	Tensiones compuestas en distintos puntos de la red ante una falta monofásica, en función de la distancia de la falta a la subestación.	112
4.11.	Tensiones simples en distintos puntos de la red ante una falta bifásica sin contacto con tierra, en función de la distancia de la falta a la subestación.	113
4.12.	Tensiones compuestas en distintos puntos de la red ante una falta bifásica sin contacto con tierra, en función de la distancia de la falta a la subestación.	114
4.13.	Tensiones en el transformador de la ST en el lado de MT ante una falta bifásica a tierra, en función de la distancia. — fase A, — fase B, — fase C.	114
4.14.	Influencia de la resistencia de falta en las tensiones para una falta monofásica. — fase A, — fase B, — fase C. Longitudes de las líneas: — 5km, - - - 10km, -.- 15km. (Cont.)	115
4.14.	Influencia de la resistencia de falta en las tensiones para una falta monofásica. — fase A, — fase B, — fase C. Longitudes de las líneas: — 5km, - - - 10km, -.- 15km.	116
4.15.	Curva ITIC de sensibilidad de equipos electrónicos frente a huecos.	117
4.16.	Duración del hueco de tensión visto por las cargas conectados a BT cuando hay una falta en el alimentador y otra línea.	119
4.17.	Curvas para el cálculo del tiempo crítico para falta trifásica.	120
4.18.	Coordinación frente a huecos de las cargas críticas. Donde dice A,B,C... se refiere a los t_{crit} de las fases citadas.	121
4.19.	Posibles posiciones de la GD respecto del punto de medida de huecos de tensión (lado de BT del transformador de distribución).	124
4.20.	Diagramas de secuencia para falta trifásica (Secuencias directa).	125
4.21.	Diagramas de secuencia homopolar.	126
4.22.	Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta en un alimentador adyacente a la GD.	128
4.23.	Corrientes en las protecciones de los alimentadores para distintos tipos de falta en un alimentador adyacente a la GD.	129
4.24.	Corrientes aportada por la GD en función de su tamaño. Falta trifásica.	130
4.25.	Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta aguas arriba de la GD.	131

4.26.	Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta aguas abajo de la GD.	132
4.27.	Corrientes en las protecciones del alimentador con GD para distintos tipos de falta.	133
4.28.	Corriente aportada por la GD en función de su posición y el lugar de la falta.	134
4.29.	Influencia de la potencia de la GD en las corrientes de falta. GD a 4.5km y falta a 6.5km de la ST	135
4.30.	Tensión en la carga en función de la posición de una falta trifásica en el alimentador.	136
4.31.	Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Para falta trifásica y varios niveles de potencias de GD. — Protección del alimentador en falta, - - - Protección de la GD.	137
4.32.	Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Falta bifásica a tierra.	138
4.33.	Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Falta monofásica y carga conectada a MT.	139
4.34.	Tensión en la carga en función de la posición de una falta trifásica en uno de los alimentadores y la posición de la GD.	141
4.35.	Tensión en la carga en función del tamaño y la posición de la GD ante falta trifásica.	141
5.1.	Esquemas y circuitos equivalente de convertidores en función de la carga.	149
5.2.	Esquemas y circuitos equivalente de convertidores en función de la carga.	150
5.3.	Clasificación de los dispositivos FACTS.	152
5.4.	Clasificación de los dispositivos FACTS.	153
5.5.	Esquema y diagrama fasorial de una línea no compensada.	155
5.6.	Esquema y diagrama fasorial de una línea con compensación serie.	160
5.7.	Potencias activa y reactiva intercambiadas por el compensador serie de módulo 0.2 pu y ángulo β	162
5.8.	Esquema de una línea con compensación paralelo.	162
5.9.	Lazo de control interno de un convertidor.	167
5.10.	Filtro de salida del convertidor.	169
5.11.	Diagrama de bloques de las magnitudes del filtro de salida del convertidor.	171
5.12.	Esquema de bloques del estimador de caída de tensión.	172
5.13.	Respuesta en frecuencia del filtro de secuencia negativa G_{FSN}	173
5.14.	Diagramas de bloques para el diseño del regulador de corriente.	174

5.15. Esquema del regulador de corriente.	175
5.16. Diagramas de bloques para el diseño del regulador de tensión.	176
5.17. Esquema del regulador de tensión.	177
5.18. Respuesta en frecuencia del regulador de tensión G_v	178
5.19. Respuestas en frecuencia del las funciones de transferencia $\frac{V_c}{I_2}$	179
5.20. Lazo de seguimiento de fase estándar.	180
5.21. Respuesta del PLL ante una señal trifásica desequilibrada $V^{-5} = 0.2V^{+1} = 20V$	182
5.22. Diagrama de bloques del PLL.	183
5.23. Diagramas de bloque del algoritmo de cancelación de señal retardada.	183
5.24. Diagrama de bloques de un PLL con redes de desacoplo.	184
5.25. Clasificación de los convertidores según el número de fases y niveles.	186
5.26. Convertidor trifásico de dos niveles.	187
5.27. Los distintos estados del convertidor trifásico de dos niveles.	189
5.28. Una de las ramas del convertidor.	192
5.29. Promediado de las variables de una rama del convertidor con frecuencia de conmutación 1 Hz y valores en el bus de CC $v_p = 1V$ y $v_n = 0.5V$. — Original X, — Promediado \bar{X}	195
5.30. Diferentes formas de señales portadoras — Modulada, — Portadora, — Conmutación.	197
5.31. Diferentes formas de señales moduladas — Modulada, — Portadora, — Conmutación.	198
5.32. Índice de modulación. — SPWM, — THIPWM1/6	199
5.33. Diferentes modos de operación con SPWM para una tensión del bus de CC $v_{pn} = 2pu$	201
5.34. Modulaciones con adicción de secuencia homopolar continua para $m=1$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN}	203
5.35. Modulaciones con adicción de secuencia homopolar discontinua (I). $m=0.95$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN}	206
5.36. Modulaciones con adicción de secuencia homopolar discontinua (II). $m=1$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN}	207
5.37. Representación vectorial en el plano $\alpha\beta$ de los estados del convertidor.	208
5.38. Cálculo de los tiempos de conmutación.	209
5.39. Cálculo de los ciclos de trabajo en el sector I.	213
6.1. Estatismo del convertidor.	219

6.2.	Lazo de control de la potencia activa.	221
6.3.	Compensación de la caída de tensión en base al aporte de reactiva.	222
6.4.	Lazo de control de la potencia reactiva.	223
6.5.	Esquema de estudio de un único convertidor.	224
6.6.	Respuesta del convertidor ante variaciones de la carga equilibrada.	225
6.7.	Respuesta del convertidor ante variaciones de una carga desequilibrada.	226
6.8.	Respuesta del convertidor ante su conexión y desconexión a la red.	227
6.9.	Variaciones de potencias activa, reactiva.	228
6.10.	Variaciones de la frecuencia.	229
6.11.	Esquema de estudio del dos convertidores.	229
6.12.	Variaciones de potencias activa, reactiva.	230
6.13.	Variaciones de la frecuencia.	231
6.14.	Evolución de los errores en la aplicación del método Monte Carlo para varios experimentos.	238
6.15.	Aproximación a la función de densidad de probabilidad con el aumento del número de simulaciones. Coordenada X en una zona de impactos de longitud L=3.	239
6.16.	Esquema de la red de distribución con las protecciones.	241
6.17.	Distribuciones de probabilidad de algunas de las variables aleatoria de la red.	244
6.18.	Esquema de la red de distribución con GD.	245
6.19.	Respuesta del sistema de protección ante una falta trifásica. Falta a 2850m de la cabecera del alimentador 11. Red Sin GD.	248
6.20.	Respuesta del sistema de protección ante una falta trifásica. Falta a 2850m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.	249
6.21.	Respuesta del sistema de protección ante una falta monofásica. Falta a 590m de la cabecera del alimentador 11. Red sin GD	251
6.22.	Respuesta del sistema de protección ante una falta monofásica. Falta a 590m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.	252
6.23.	Respuesta del sistema de protección ante una falta bifásica a tierra. Falta a 9765m de la cabecera del alimentador 11. Red sin GD.	253
6.24.	Respuesta del sistema de protección ante una falta bifásica a tierra. Falta a 9765m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.	254
6.25.	Características de los huecos de tensión originados en cada bus de carga.	259
6.26.	Características de los huecos de tensión originados en cada bus de carga, cuando hay presencia de GD.	261

6.27. Gráfico de densidad de huecos de tensión.	265
6.28. Gráfico de densidad de huecos de tensión con GD.	266
A.1. Modelo de línea de parámetros distribuidos.	277
A.2. Modelo II de una línea.	279
A.3. Modelo de impedancia serie de la línea.	280
B.1. Agrupaciones de cables en una instalación de MT.	285
B.2. Cocientes de corriente y potencia de pérdidas en las líneas respecto al sistema monofásico de CA.	287
B.3. Cocientes de corriente y potencia de pérdidas en las líneas respecto al sistema trifásico de CA.	288
C.1. Esquema básico de una instalación trifásica de distribución.	291
C.2. Esquema de impedancias de una instalación radial de distribución.	293
C.3. Redes de secuencia directa e inversa de un transformador.	294
C.4. Redes de secuencia homopolar de un transformador.	295
C.5. Diagramas de secuencia para la red de la Fig. C.1.	296
C.6. Diagrama para falta trifásica.	297
C.7. Diagramas de secuencia para una falta monofásica.	297
C.8. Diagramas de secuencia para una falta bifásica sin contacto con tierra.	298
C.9. Diagramas de secuencia para una falta bifásica con contacto a tierra.	299
C.10. Intensidad de la falta en función de la distancia a la subestación.	299
C.11. Intensidad en la impedancia Zig-Zag en función de la distancia de la falta a la subestación. — falta monofásica, — falta bifásica a tierra.	300
C.12. Esquemas de régimen de neutro analizadas.	302
C.13. Intensidad de la falta en función de la distancia a la subestación cuando el neutro está unido rígidamente a tierra. — falta monofásica, — falta bifásica a tierra, — falta bifásica, — falta trifásica	303
C.14. Comparativa de las corrientes de neutro para neutro rígido a tierra e impedancia zig-zag. — falta monofásica, — falta bifásica a tierra.	303
C.15. Corriente de cortocircuito bifásico a tierra en función de la resistencia en la falta.	304
D.1. Espacio vectorial.	312
D.2. Transformación de los ejes $\alpha\beta$ a los ejes dq	313

F.1.	Red de distribución I. Parte del equivalente de red y la ST.	321
F.2.	Red de distribución II. Alimentadores.	322
F.3.	Red de distribución III. Alimentadores con GD.	322
F.4.	Red de distribución IV. Detalle de la GD.	323
F.5.	Lazos de control interno y externos del convertidor.	323

Índice de tablas

3.1. Valores de los parámetros eléctricos del cable HEPRZ1.	39
3.2. Puntos de máxima potencia de la Fig. 3.4a.	42
3.3. Límites de potencias para el cable de sección 240mm^2 en función de la longitud del cable.	48
3.4. Valores máximos de carga para cada sección de cable	50
3.5. Potencias máximas en la carga en función de la longitud	57
3.6. Potencias máximas activas, reactivas en la carga y de pérdidas en función de la sección del cable	63
3.7. Valores de potencia máxima transmisible en función de la sección del cable.	71
3.8. Puntos de operación de pérdidas mínimas para una carga de potencia constante y $\text{FP}=1$	72
4.1. Equivalente de red de AT.	88
4.2. Datos del transformador de AT/MT.	89
4.3. Datos de transformadores típicos de MT/BT.	89
4.4. Parámetros de las líneas aéreas usadas para los cálculos.	90
4.5. Corrientes de la instalación en condiciones de cortocircuito.	95
4.6. Valores de fusión del fusible SMU-65.	97
4.7. Puntos de consigna de las curvas CCT del reconectador y cabecera para faltas entre fases.	100
4.8. Puntos de consigna de las curvas CCT del reconectador y cabecera para faltas monofásicas.	100
4.9. Conexiones de los devanados de los transformadores y las rotación de las secuencias de tensión.	102
4.10. Clasificación de los transformadores según su influencia en los huecos de tensión.	103
4.11. Transferencia de huecos a otros niveles de tensión.	104
4.11. Transferencia de huecos a otros niveles de tensión. Continuación.	105

4.12. Transferencia de huecos a otros niveles de tensión	106
4.13. Huecos de tensión en función de la falta y el punto de conexión común para dos transformadores tipo III en cascada.	107
4.14. Típica corriente de falta de la GD.	123
4.15. Valores de las reactancias de la GD.	126
5.1. Tipos de FACTS más frecuentes.	154
5.2. Estados posible del convertidor trifásico de dos niveles.	190
5.3. Valores de $k_0(\omega t)$ en cada sector para generar los algoritmos PWM.	211
5.4. Reparto de estados en un periodo de conmutación.	212
5.5. Ciclos de trabajo de cada una de las fases en cada sector.	212
6.1. Parámetros de los lazos de control de potencia del convertidor.	223
6.2. Transformador de la conexión del convertidor.	224
6.3. Periodos de monitorización mínimos necesarios para obtener un determi- nado error relativo con un nivel de confianza del 95 %.	234
6.4. Distribuciones de probabilidad de las variables de la red.	243
6.5. Distribuciones normales de probabilidad de las carga.	246
6.6. Valores medio y desviaciones típicas de las tensiones en cada uno de los buses de carga.	256
6.7. Media de potencias de pérdidas en los alimentadores de la red.	257
6.8. Tipo de eventos y cantidad que soporta cada carga.	263
6.9. Estimación del número de huecos trifásicos al año sufridos por las cargas.	267
B.1. Expresiones de las corrientes y potencias para los sistemas de cables.	286
B.2. Cocientes de corrientes y potencias de pérdidas para los sistemas estudiados.	286
B.3. Tensiones de CC mínimas que garantizan una eficiencia igual a la de un sistema trifásico equilibrado de 11.5/20 kV.	289
C.1. Distintos regímenes de neutro.	301

1 Introducción

” Quien quiera resolver como ingeniero un problema científico debe tener en mano la carta ganadora del siete de oros: Definiciones correctas. (Confucio). Orden y sistematicidad. (Mendelejeff). Lógica de hierro. (Descartes). Modelo adecuado y (Copérnico) experimentalmente verificado. (Galileo). Lo óptimo en el espacio-tiempo. (Eintein). ¡Pero el hígado ante todo! (Buda).”

(Gianguido Carrara)

1.1. Antecedentes y motivación

El sistema eléctrico es un invento relativamente reciente (no supera los 130 años de edad) y sin embargo en este tiempo ha traído una revolución en todos los aspectos de la vida humana. Esta estructura se ha convertido en una fuente de riqueza y un indicador del desarrollo de las regiones. El consumo de la energía eléctrica no deja de crecer y en la actualidad se está viviendo una segunda revolución con la digitalización de los procesos, tanto productivos como en los servicios. Si bien es cierto que cuando el sistema falla se producen muchos perjuicios, la población en general, salvo circunstancias aisladas, percibe que el actual sistema eléctrico funciona bien.

Los dificultades surgen cuando se introducen varios factores y desafíos que se le plantean en el futuro. La creciente preocupación por la actividad del hombre en la Tierra impone que todo sistema ha de ser respetuoso con el medioambiente, por lo que se han de sustituir las fuentes de generación más contaminantes o crear nuevas

conexiones que no tengan impacto ambiental. El sistema eléctrico ha sufrido en varios países transformaciones profundas en cuanto al modelo de mercado eléctrico, imponiéndose las reglas de la libre competencia. Esto ha provocado divisiones del negocio eléctrico y la adaptación de las antiguas empresas del sector al nuevo escenario. Se impone el concepto de energía eléctrica como servicio y el consumidor como cliente. Se ajustan los precios en los mercados y se crea mayor incertidumbre. Además, la demanda crece constantemente por lo que hay necesidad de aumentar el número y capacidad de las conexiones. Se buscan calidad y seguridad del suministro elevadas en industrias o aplicaciones especialmente dependientes. Y estos aspectos sólo son una parte de todos los desafíos a los que se enfrenta el sistema eléctrico actual.

A causa de estos factores el sistema puede llegar a ser crítico. Un sistema eléctrico basado en la economía del siglo XXI y la sociedad digital exige que el sistema eléctrico posea alta calidad, seguridad, fiabilidad y disponibilidad. Para encontrar respuesta a estas peticiones varios gobiernos están incentivando a sus instituciones y centros de investigación. Como consecuencia se han creado diversas iniciativas como Intelligrid (Estados Unidos), Smartgrid (Europa) o Futured (España) que tratan de impulsar estructuras a distintos niveles, que creen las políticas necesarias para que finalmente se produzcan los cambios que consigan construir el sistema eléctrico del futuro.

1.2. Objetivos y esquema de la tesis

El objetivo de la tesis es la generación de información y metodologías para la operación de la red de distribución en el nuevo escenario. Se plantean soluciones a problemas que actualmente están presentes en esta red. Se evalúan los equipos que pueden mejorar el comportamiento de la red y se da una nueva orientación de lo que debería ser la red de distribución del futuro, con el fin de adaptarse a las necesidades del mercado.

En el segundo capítulo se presentan las iniciativas que tratan de definir en qué se ha de convertir la red eléctrica del futuro. Además se presentan varios de los proyectos que se están llevando a cabo; ejemplos prácticos e innovaciones en el concepto de red eléctrica.

En el tercer capítulo se realiza un estudio de las líneas de distribución en presencia de diferentes tipos de carga eléctrica. En él se buscan los límites de las líneas de las actuales redes de distribución y los límites de operación para las cargas tanto activas como pasivas. El estudio se hace en el régimen estacionario sinusoidal. Con estos datos se describe hasta dónde se puede llegar con la tecnología actual para integrar la **GD** en la red, en función de parámetros como la longitud o la sección de la línea. Como resultado de este capítulo se establecen los puntos de trabajo a los que se pueden llevar las actuales infraestructuras y se indica cómo se pueden operar estas estructuras para optimizar su explotación.

En el cuarto capítulo se realiza un estudio de la coordinación de las protecciones de las actuales redes de distribución desde el punto de vista de la **CEE**. En una primera parte se muestra como las distintas configuraciones de la red afectan a los valores de corriente que ven las protecciones y los huecos de tensión que ven las cargas. En una segunda parte se repite el estudio integrando **GD**. Se buscan la posición y la cantidad de potencia instalada que menos afecta a las protecciones y que mejora la **CEE** que ven las cargas. Con el fin de ver claramente lo que supone la **GD** para los clientes de estas nuevas fuentes, se han representado en un diagrama corriente-tiempo, los tiempos críticos que permiten mantener a las cargas electrónicas de baja tensión (**BT**) en funcionamiento cuando se produce en la red una falta cuyo valor de corriente se conoce. Esta herramienta junto con las curvas de tiempo de despeje de las protecciones sirve para saber cómo el sistema de protección de la red de distribución impacta en la **CEE** que ve la carga. Se define por tanto una nueva metodología de coordinación de las protecciones de distribución teniendo en cuenta la sensibilidad de las cargas conectadas.

En el quinto capítulo se analiza el convertidor de potencia. Este elemento es clave para la integración de la **GD** en las redes de distribución. Se ha hecho una evaluación integral de las topologías de los convertidores, la modulación y los sistemas de control. Se analizan cada uno de estos puntos para mostrar su influencia. Se ha hecho especial hincapié en los lazos de regulación, describiendo en detalle la estructura de un sistema de control avanzado, que permite mantener conectada la **GD** en situaciones en las que otros sistemas de control no serían capaces. El resultado es la implementación de un modelo de convertidor que representa el estado más avanzado de esta tecnología.

En el sexto capítulo se plantean dos escenarios de redes de distribución para su simulación. El primero se trata de una red de distribución convencional. El segundo escenario es la misma red a la que se le ha integrado una gran cantidad de GD, con el modelo de convertidor del capítulo anterior. También se han descrito e implementado los lazos de control de potencia que permiten a la GD comportarse como módulos independientes en la red. Como resultado del análisis de los convertidores, sus sistemas de control, los sistemas de protección y las redes se aportan varios modelos de simulación con alto grado de detalle y grandes prestaciones. Las herramientas que se han usado son el Alternative Transient Program (ATP) y Matlab. En la mayoría de casos el procedimiento que se ha seguido es la elaboración de los sistemas de potencia en el ATP y el postprocesado en Matlab. Estos dos escenarios se someten a un proceso de simulación por el método Montecarlo para evaluar sus niveles de CEE y las mejoras alcanzadas por la GD. El resultado muestra que la nueva situación no mejora necesariamente la CEE que reciben los clientes.

En el último capítulo se presentan las conclusiones y los trabajos futuros.

En los apéndices se han discutido varios aspectos que permiten aclarar cuestiones concretas que se han tenido en cuenta en los cálculos, como son los modelos de línea o las transformaciones matemáticas que se usan en los lazos de control. Además se ha dedicado uno de los anexos a poner de relieve la capacidad de las actuales líneas para distribuir energía eléctrica en corriente continua (CC). La inclusión de la CC en los sistemas de distribución es un gran desafío tecnológico, pero los beneficios que se puede obtener son de gran importancia.

Lista de publicaciones

1. T. Yebra, V. Fuster, A. Quijano, M. García, "Most representative parameters of voltage dips". International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2007, ICREPQ'07.
2. T. Yebra, V. Fuster, H. Beltran, "Evolution of signal processing techniques in power quality". 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007.

3. T. Yebra, V. Fuster, H. Beltran, "Magnetic field reduction study for low voltage distribution panels located in MV/LV substations". 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, 2007. EPQU 2007.
4. T. Yebra, V. Fuster, " Energy quality in voltage current and power signal". International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2008, ICREPQ'08.
5. T. Yebra, V. Fuster, A. Quijano, P. Llovera, "DG integration limits in MV distribution networks". International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2009, ICREPQ'09.
6. T. Yebra, V. Fuster, "Coordination of protection and loads against the impact of voltage dips". (Summited and under review). IEEE Transactions on Power Delivery, 2010.

2 Evolución histórica hacia las nuevas redes de distribución

Cuando alguien le recuerda que había cosechado casi mil intentos fallidos antes de dar con el filamento de tungsteno: "No fracasé, sólo descubrí 999 maneras de como no hacer una bombilla."

(Thomas Alva Edison)

2.1. Introducción

En este capítulo se hace un repaso histórico de la evolución de las redes eléctricas en el mundo, comparándola con la evolución que han tenido en España. La evolución de la tecnología eléctrica ha modificado profundamente la concepción de la red. Por ello también se reseña la evolución tecnológica de algunos de las máquinas más influyentes en el desarrollo de la red. El siguiente paso lleva a plantearse la evolución de la red a partir de los cambios tecnológicos actuales. Se describen las plataformas más importantes a nivel mundial que están impulsando el desarrollo de las microrredes. Estas plataformas se clasifican por su situación geográfica y se hace una breve descripción de los proyectos más destacados que tratan de poner de relieve los beneficios que la aplicación de las nuevas tecnologías eléctricas de comunicación e información pueden tener en la próxima generación de redes de distribución.

2.2. La carrera por la construcción de la primera red eléctrica

El transporte y distribución de la energía eléctrica empezó a ser necesario en el momento en que surgió la bombilla eléctrica (Thomas Edison 1879) [1]. Edison junto con J.P. Morgan fundan General Electric (GE) en 1880. Esta compañía apostó por el transporte y generación de energía eléctrica mediante máquinas de CC. En 1886 apareció un fuerte competidor con una tecnología diferente, fue en este año cuando George Westinghouse funda en Pittsburgh la Westinghouse Electric & Manufacturing Company [2]. Esta compañía apostó por la generación en corriente alterna (CA). Hubo una encarnizada batalla por liderar el mercado. En Europa las primeras redes de transporte fueron en CC, en 1882 se construyó un enlace de 2kV CC entre las localidades alemanas de Miesbach y Munich, que distan 50 km. Grandes ingenieros de la época se enzarzaron en discusiones para dilucidar que tecnología era la mejor. En Inglaterra Ferranti, Gordon, W. M. Mordey, Silvanus Thomson en EE.UU. Tesla, Sprague y C.P. Steinmetz estaban a favor de la CA, mientras que a favor de la CC en Inglaterra estaban Lord Kelvin, Crompton, A.W. Kennedy, John Hopkinson y en EE.UU. Edison.

La llegada del transformador (Sabastian Ziani Ferranti 1885) [3] generó el impulso necesario para decidir la batalla. El transformador permite elevar la tensión fácilmente con la consecuente disminución de las pérdidas por efecto Joule en las líneas. Para competir con esta ventaja, GE debía construir máquinas de CC más grandes cuyo coste aumentaba exponencialmente, a parte de las dificultades técnicas que eso conlleva. Debido al menor coste total de las instalaciones y la mayor eficiencia, acabo imponiéndose la CA a la CC. Hubo otros factores que influyeron en la popularización de la CA ya que se consiguió perfeccionar el alternador síncrono y se desarrolló el motor asíncrono que sólo funciona con corriente alterna. El transporte trifásico mejoró aún más la eficiencia del sistema basado en CA. El primer sistema con transformador trifásico fue el de transmisión de Hellsjön de 9.6 kV, instalado en Suecia en 1893 [4]. En la Fig. 2.1 se muestra un diagrama con los hitos históricos más importantes en la concepción del sistema eléctrico.

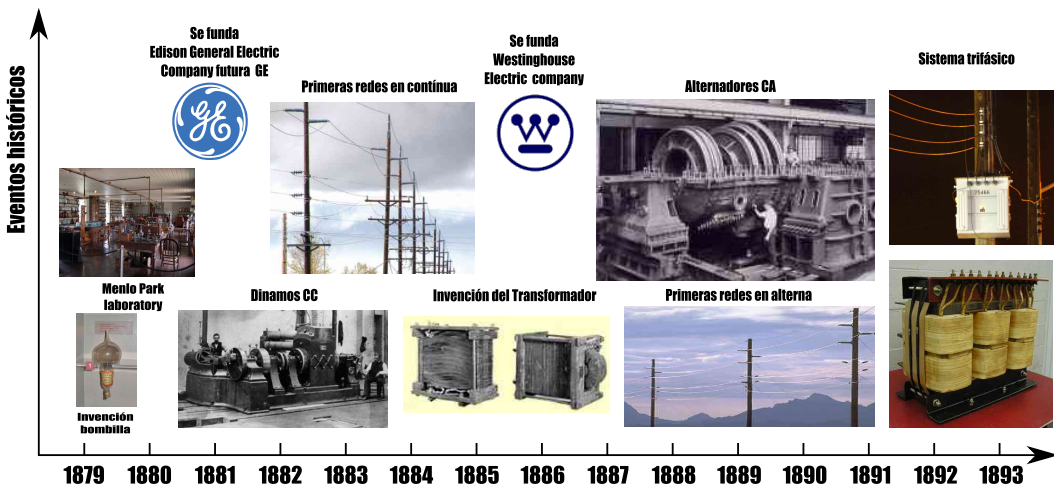


Figura 2.1: Primeros hitos históricos importantes en el desarrollo del actual sistema eléctrico.

2.3. La imposición de un modelo

El sistema eléctrico de potencia, ya a principios del siglo XIX, estaba prácticamente definido. Se había fijado que se hiciese en **CA** y mediante tres hilos. Las causas se entienden fácilmente por los siguientes motivos:

- La generación estaba muy lejos de los consumos. A principios del siglo XX ésta era fundamentalmente térmica de carbón e hidroeléctrica.
- Para un mismo cable, la potencia a transportar aumenta en relación a la tensión de transporte. La **CA** puede ser elevada de tensión fácilmente con el transformador. Además el transformador podía disminuir la tensión en el consumo con lo cual los aparatos del consumidor eran más pequeños y baratos. Para hacer una regulación en tensión en la carga Edison debía colocar otras dinamos.
- El sistema a tres hilos hace que las máquinas asíncronas funcionen. Este tipo de motor pronto se popularizó por lo económico de su construcción, su escaso mantenimiento y su robustez; en claro contraste con las escobillas y el colector de delgas de la dinamo.

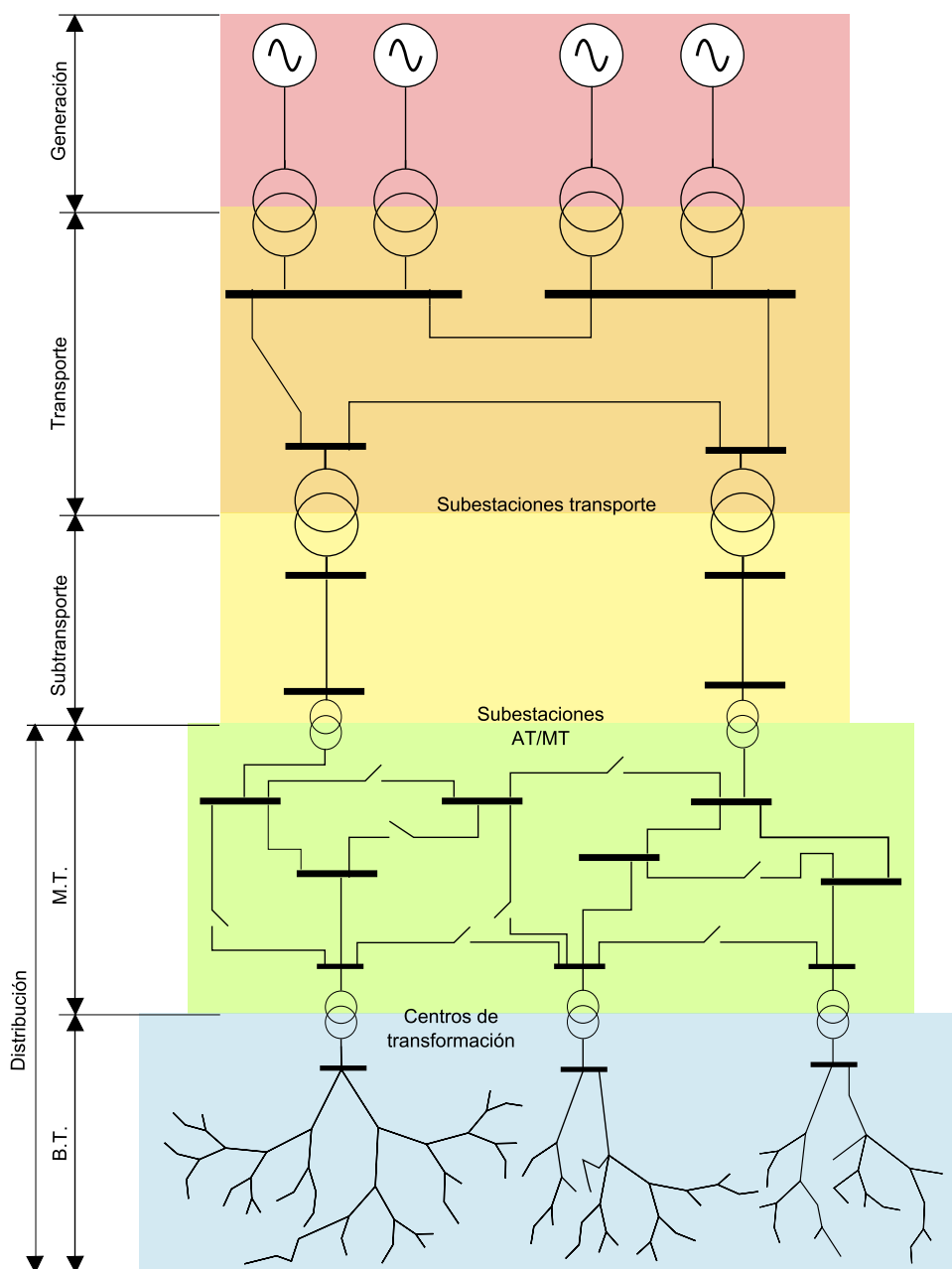


Figura 2.2: Esquema tradicional de suministro de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo

Esta tecnología para el transporte y distribución se extendió rápidamente por todo el mundo y es el esquema que usamos en la actualidad. En la Fig. 2.2 se establecen cinco niveles, que vienen fijados por los niveles de tensión por los que circula la corriente. El primero corresponde a la generación; esta se caracteriza por estar compuesta por grandes generadores, situados en zonas con baja densidad de población. La generación se realiza normalmente en (MT) y en pocos metros esta tensión se eleva para evitar pérdidas. Aguas abajo de los transformadores de los generadores comienza el nivel de transporte. Las tensiones nominales de transporte varían desde los 220kV a los 750kV. Su función es la de acercar la energía a la entrada de los grandes núcleos de población, mantener una estructura que sincronice los generadores y consiga una distribución de la potencia eléctrica de forma óptima. Para ello la red de transporte se opera de forma mallada. Los puntos finales de la red de transporte son las subestaciones de transformación (ST). El tercer nivel es la red de subtransporte en el que la tensión se reduce (132kV-66kV). La forma de explotación de esta red es radial y los puntos finales de esta red son otras ST que se sitúan en las cercanías o en el interior de las poblaciones. La red de subtransporte también sirve para llevar de forma eficiente la electricidad a las zonas rurales. El cuarto nivel corresponde a la red de distribución que, aunque tiene forma mallada en muchos casos, se explota radialmente. La Fig. 2.2 muestra la forma de explotación. La red de distribución en MT opera habitualmente entre 6kV y 33kV con líneas aéreas y subterráneas. Antes de alimentar al consumidor final se hace una transformación a baja tensión (400 V) en los centros de transformación (CT).

En los últimos años está habiendo un uso más intenso de la CC a nivel de transporte. La explicación de ello se encuentra en la evolución de los elementos de conmutación eléctricos, más en concreto en la electrónica de potencia.

Para poder incrementar la potencia transmitida en CC había que conseguir subir la tensión a los niveles que lo hacía la CA. Aunque podía parecer que la batalla estuviese perdida, el problema se entendía perfectamente y sólo había que desarrollar la tecnología necesaria para llevar los parámetros físicos al punto necesario. Hubo varios intentos electromecánicos por parte del ingeniero sueco Thury [5]. Dejando la generación en manos de las máquinas síncronas de CA y gracias a la tecnología de válvulas de vapor de mercurio se pudo realizar la rectificación y la inversión de la CA a altas tensiones de CC. La llegada del convertidor estático es para la CC lo que el transformador supuso para la CA. El diodo en 1904, el triodo en 1906 y el tubo de

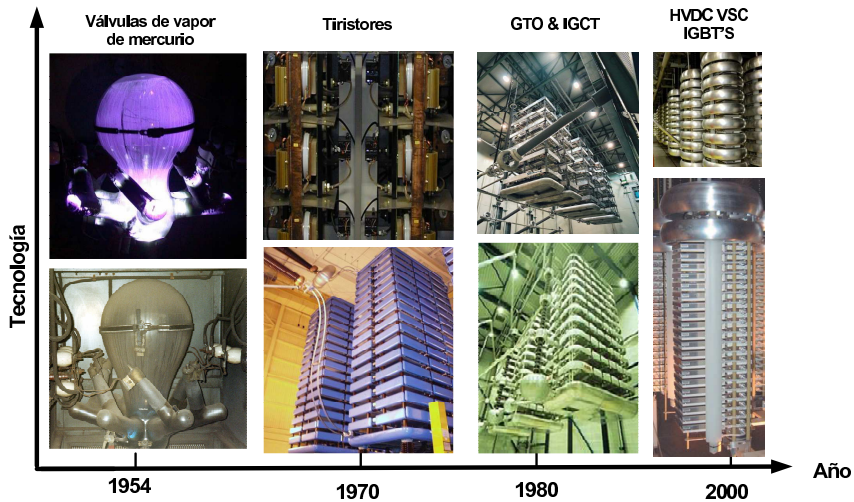


Figura 2.3: Evolución histórica de las válvulas

vacío en 1910 (Fig. 2.3) mejoraron las prestaciones de los procesos de conversión [6]. A finales de los años 20 la sueca ASEA empezó a fabricar convertidores con válvulas de mercurio para tensiones superiores a 1000 V. El diseño y construcción de válvulas dependía de una larga experiencia empírica para saber la distancia del hueco entre el ánodo y el cátodo. La solución vino por la inserción de una rejilla entre el ánodo y el cátodo. El Dr. Uno Lamm dirigió los trabajos que formularon las matemáticas que regían las válvulas de vacío y es por ello considerado el padre de la alta tensión en corriente continua (ATCC). En la actualidad todavía hay convertidores funcionando con válvulas después de entre 30 y 35 años de servicio.

La transmisión de potencia a largas distancias se hizo interesante con la proliferación de centrales hidroeléctricas. En 1950 la compañía estatal sueca de potencia [7] firmó el primer contrato para construir el primer enlace en ATCC que sería construido entre la isla de Gotland en el mar Báltico y el continente. La conexión empezó a funcionar en 1954 con una tensión de 100 kV, 20 MW y 200A. A este proyecto les siguieron otros muchos que aumentaron la tensión y la potencia de transporte.

2.4. Conceptos y tendencias para el futuro

En la actualidad existen principalmente dos vías para el desarrollo de un nuevo concepto de red eléctrica para el futuro. Por un lado existen plataformas que tratan de agrupar a las principales compañías y fabricantes de una determinada región para definir los pasos estratégicos que se deben dar en el futuro. El objetivo es conseguir una red que cumpla con los requisitos previamente establecidos, como pueden ser la calidad de la energía, el respeto al medio-ambiente o la eficiencia. El otro enfoque, no excluyente con el anterior, se basa en el concepto de microrred [8]. A partir de esta idea se han desarrollado varias redes piloto que demuestran las bondades de esta aproximación. En muchos aspectos ambos puntos de vista coinciden, pero el primero se centra más en la visión estratégica y el otro da una visión más técnica de las redes futuras. En los siguientes apartados se describen las principales plataformas de desarrollo a nivel mundial.

2.4.1. IntelliGrid

Esta plataforma es la que engloba los esfuerzos que están realizando las empresas y la administración de los EE.UU. para diseñar lo que ha de ser el negocio eléctrico en el futuro. Tiene como foco principal la aplicación de las tecnologías de la información y comunicación TIC a los sistemas eléctricos de potencia. El Electric Power Research Institute (EPRI) en 1986 lanzó un proyecto de integración de las comunicaciones en empresas energéticas (Integrated Utility Communications Project). En él se consultaron a distintos expertos para que buscasen, mediante análisis, los requisitos comunes en comunicación dentro de las distintas empresas del negocio eléctrico. Fruto de estos esfuerzos se creó la Utility Communications Architecture (UCA) [9].

Se llevaron a cabo esfuerzos por hacer una implementación de esta arquitectura, lo que hizo que se clarificasen, mejorasen y corrigiesen muchos de los aspectos planteados. Esta nueva descripción es conocida como UCA 2.0. Cuyo mayor éxito fue la unión de los expertos y los desarrolladores en la aplicación de los conceptos. El siguiente paso de EPRI fue llevar la documentación ante el comité técnico 57 del International Electrotechnical Commission (IEC), donde fueron aceptados como normas IEC 61850 [10].

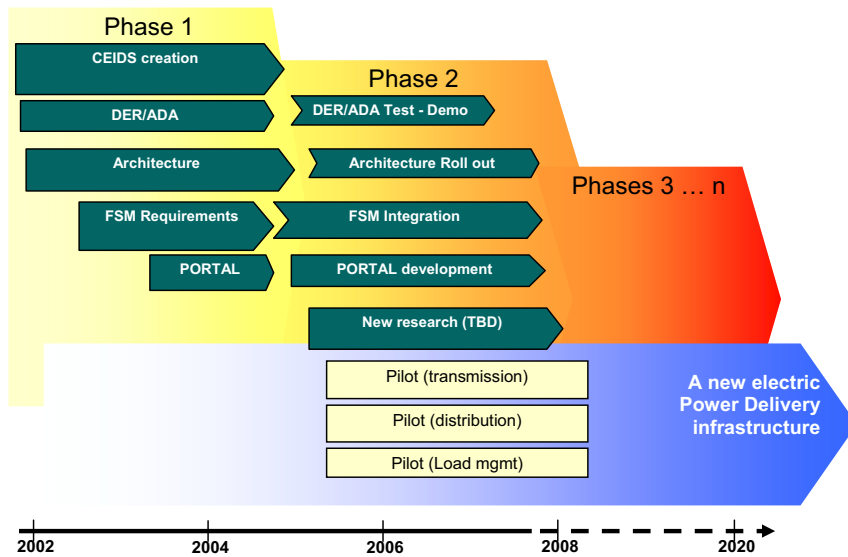


Figura 2.4: Diagrama temporal de las fases de desarrollo de Intelligrid

En el año 2001, para dar un enfoque más global, EPRI y el Electric Innovation Institute (E2I) forman un consorcio que trata de incluir al gobierno de EE.UU. , universidades, empresas del sector y otras instituciones, tanto públicas como privadas. Inicialmente este consorcio lo llamaron Consortium for Electric Infrastructure to support a Digital Society (CEIDS) y tenía por objetivo la definición de las redes inteligentes del futuro.

En el año 2004 finaliza la primera fase en la cual se consolida el consorcio [11] y se lanza la visión del grupo sobre la integración de las comunicaciones en los sistemas de energía. Formalmente llamado Integrated Energy and Communications System Architecture (IECSA), que se basa en los trabajos del UCA 2.0. En el año 2005 ese consorcio pasa a llamarse IntelliGridSM [12] y se convierte en el marco de trabajo para esas nuevas redes.

Esta iniciativa se articula en varios proyectos: IntelliGrid Architecture (es el nuevo nombre para el proyecto IECSA), Fast Simulation & Modeling, Consumer Portal y Distributed Energy Resources in Advanced Distribution Automation (DER/ADA).

El factor que aúna y lleva la dirección de las nuevas redes es fundamentalmente las TIC. Así lo resumen en su plan estratégico:

A new electric power delivery infrastructure that integrates advances in communications, computing, and electronics to meet the energy needs of the future.

La intención del consorcio es conseguir que los participantes sean más competitivos e innovadores gracias al desarrollo y aplicación de los nuevos conceptos del negocio, y no sólo quedarse en la invención de grandes dispositivos para él mismo.

El horizonte que se plantean para la implantación de los nuevos conceptos es el 2050. Para ello establecen dos fases y abren la puerta a sucesivas fases de ampliación tal y como muestra la Fig. 2.4. Para cada una de estas fases se plantea un grupo de objetivos, que se resumen brevemente a continuación.

Primera fase :

- Crear la visión de futuro del sistema eléctrico de potencia.
- El desarrollo de una plataforma abierta para la integración de tecnologías críticas.
- Clarificación de áreas con incertidumbre.
- Desarrollo de casos de negocio para las nuevas funcionalidades del sistema eléctrico del futuro.
- Identificar nuevas tecnologías y ciencias necesarias para el desarrollo del nuevo sistema eléctrico.
- Influencia y contribución a nuevas normas.
- Demostración de los aspectos críticos de las nuevas funcionalidades.
- Desarrollo de los casos de negocio para las nuevas funcionalidades del sistema eléctrico del futuro.

Segunda fase :

- Integración de los resultados obtenidos en la primera fase mediante el desarrollo de las tecnologías existentes en otros proyectos piloto que muestren las nuevas funcionalidades.

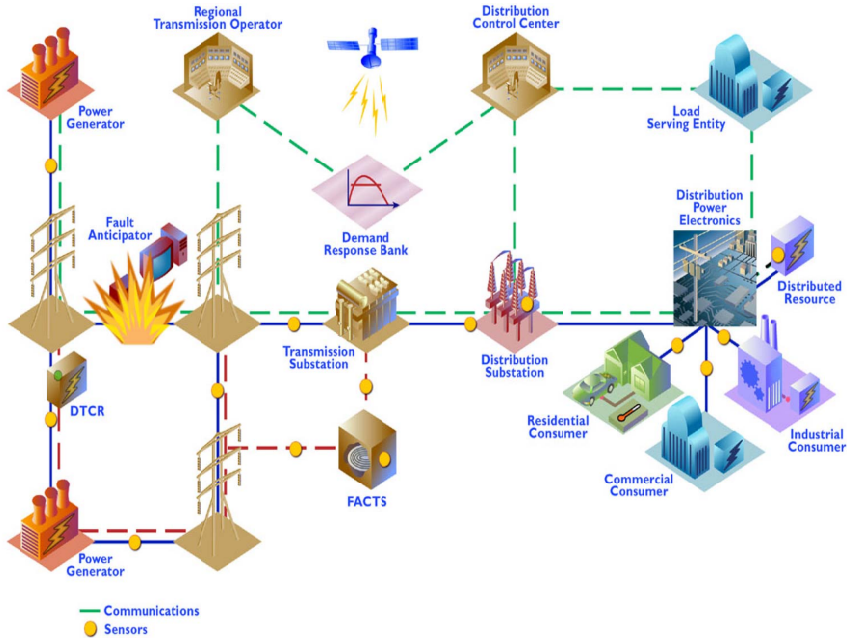


Figura 2.5: Esquema de la visión del consorcio Intelligrid.

- En base a los logros técnicos de la primera fase implementar las funcionalidades en los distintos proyectos del consorcio.
- Lanzamiento de nuevos proyectos en base a los análisis realizados en la primera fase.

Futuras fases :

Se está a la espera de la conclusión de parte de los trabajos anteriores para plantear futuras acciones.

En la Fig. 2.5 se muestra un esquema de la visión de Intelligrid, que ha sido usada para identificar los distintos casos de uso del negocio eléctrico del futuro. Como se puede apreciar este proyecto es de gran envergadura y está planteado con una fuerte visión estratégica del sector.

2.4.2. Smartgrid

En la Unión Europea existen numerosos trabajos de investigación, desarrollo y demostración sobre las microrredes. Es bajo este concepto que se articulan la mayoría de los proyectos en Europa. Las instituciones de la Unión han tratado de gestionar y orientar todas las iniciativas (fundamentalmente microrredes) mediante la creación de un consorcio de empresas e instituciones parecido al modelo americano. Esta plataforma se fundó en el 2005 y se la ha llamado **Smartgrid**.

Los objetivos de la plataforma son:

- El desarrollo de una visión compartida de futuro, que anime las múltiples propuestas de las distintas partes.
- Identificar las necesidades en investigación y construir el soporte necesario, mediante inversión pública y privada, en las redes eléctricas
- Organizar los distintos programas en investigación y desarrollo tecnológico e impulsar nuevos programas a nivel europeo, nacional y regional, en sistemas de transporte y distribución.
- Elaborar las conclusiones y recomendaciones que sirvan para implementar y continuar el plan estratégico de investigación en sistemas eléctricos.

Se puede apreciar que estos objetivos son muy generales. Esto se debe a que esta plataforma ha de aunar las distintas políticas energéticas de los diferentes países de la Unión. Para aclarar mejor cual es su campo de actuación se define su marco de trabajo. Algunos puntos que marcan esta visión son:

Flexibilidad: todos los clientes del sector eléctrico necesitan respuestas a los cambios y desafíos futuros.

Accesibilidad: Garantizar la conexión a red de todos los posible usuario, en particular para las energía renovables de alta eficiencia y con bajas emisiones de carbono.

Fiabilidad: Asegurar y mejorar la seguridad y la calidad del suministro, en consonancia con la demanda de la era digital.

Económica: Proporcionar mejor valor a través de la innovación, la eficiencia energética, competencia y regulación.

2.4.3. El caso español: FUTURED

Si bien en años anteriores la electricidad en España se había aplicado a la iluminación de determinados locales, no es hasta el año de 1881, fecha de la constitución de la Sociedad Española de Electricidad, cuando se empezó a hacer un uso industrial de la electricidad en España. La implantación de la electricidad no sufrió grandes retrasos respecto al resto de Europa pero si tuvo menor intensidad.

Se diferencian distintas etapas en la implantación de la electricidad en España [13]. El origen se sitúa en la introducción de nuevas formas de energía distintas del gas y el carbón a mediados del siglo XIX. El sector tiene tres periodos diferenciados por hitos importantes. El primero es la entrada como fenómeno extraño y curioso en exposiciones y espectáculos. Su aplicación se restringe a la iluminación de locales y pequeños tramos urbanos. La segunda etapa comienza con la constitución de la Sociedad Española de Electricidad (1881)[14]. Se le empieza a dar uso industrial. La mayoría de la producción es de origen térmico, con centrales de reducido tamaño y un mercado de distribución limitado por la propia capacidad de la tecnología disponible. El tercer y último periodo se inicia con el siglo XX. Es durante las tres primeras décadas cuando se construyen los principales saltos de agua. La producción hidráulica y el aumento del consumo hace que se consoliden casi la totalidad de las empresas que van a operar en el territorio durante el resto del siglo XX. Debido al periodo de guerra, el sector sufre una parada como el resto de industrias del país. No es hasta mediados de los cincuenta cuando empiezan a hacerse cambios profundos en el negocio. Se introduce una regulación del sector por parte del gobierno, marcando las directrices en temas normativos y tarifarios.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la adaptación del caso español al resto del mundo no ha sufrido grandes retrasos y tampoco lo ha hecho en el caso de la liberalización del mercado eléctrico [15]. La liberalización del mercado eléctrico Español se basa originariamente en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico [16]. De las cuatro actividades del ciclo productivo, las actividades de transporte y distribución son las que permanecen reguladas, mientras que la producción y comercialización son las que se han liberalizado. Se establece de esta manera la incompatibilidad en el ejercicio



Figura 2.6: Factores del negocio eléctrico a tener en cuenta según FUTURED

de las actividades reguladas con cualquier otra actividad. Por esta razón, desde finales del año 2000 no está permitido que una misma empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, aunque sí se permite que compañías diferentes, que pertenezcan al mismo grupo empresarial, puedan desempeñarlas por separado.

Con este panorama se llega al año 2010. Tenemos varias compañías en competencia por los distintos negocios eléctricos, y por lo tanto un gran grupo de desafíos. Las compañías tienen que pensar en la electricidad como un producto que hay que vender a un cliente. Se ha de modelar una red eléctrica que cumpla bien sus funciones dentro de este nuevo mercado.

Como consecuencia de las inquietudes que el tema estaba suscitando en Europa y el resto del mundo, en el año 2005 se crea FUTURED. El gobierno Español ha impulsado una plataforma tecnológica para integrar a las principales instituciones que tienen intereses en el desarrollo de las redes actuales del país (empresas eléctricas, el operador del sistema, centros de investigación, universidades, PYMES y grandes empresas del sector eléctrico...). El objetivo general de la plataforma es la de desarrollar la estrategia a nivel nacional que dirija los esfuerzos para la materialización

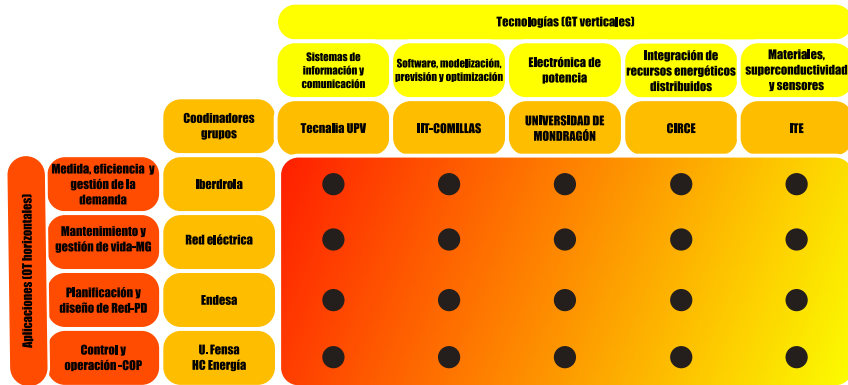


Figura 2.7: Grupos de trabajo visión estratégica FUTURED

del futuro modelo de red eléctrica.

El horizonte para la evaluación de los objetivos se ha establecido en el 2025. Fruto de los primeros encuentros se han creado los siguientes documentos:

- Visión estratégica de FUTURED [17].
- Agenda de investigación de FUTURED [18].
- Mapa de las capacidades científico tecnológicas [19].

La plataforma tiene dos tareas fundamentales:

- establecer el marco de actuación.
- Coordinar a las instituciones que forman la plataforma.

Dentro de la primera actividad, en la Fig. 2.6 se muestran los distintos factores impulsores del cambio hacia la red eléctrica del futuro. Cada uno de los proyectos impulsados dentro de la plataforma han de tener en cuenta estos factores para poder encajar en el sistema. Los límites de cada factor vendrán condicionados por la legislación (medioambiente, liberalización) o por el alcance de la tecnología del momento (saturación redes...).

En la segunda actividad se busca que las distintas instituciones no desarrollen varias veces el mismo trabajo. Para ello se establecen dos grupos: las aplicaciones y las tecnologías. El grupo de las aplicaciones lo lideran las grandes compañías del sector eléctrico del país. Se establecen campos de aplicaciones y a cada empresa se le asigna un campo para que proponga proyectos para cubrir las funcionalidades de la red del futuro en ese campo. El grupo de las tecnologías también se divide en campos tecnológicos y se asigna a cada campo una institución científica, que será la líder dentro de esa tecnología. Así se ha llegado a elaborar la matriz que se muestra en la Fig. 2.7.

2.5. Microrredes

Es una de las tendencias con más empuje: es el modelo de pequeña red autosuficiente con alta integración de energías renovables. En los siguientes apartados se enumeran los proyectos más significativos de microrredes puestas en servicio en el mundo hasta la fecha. Se han clasificado por su ubicación geográfica. En cada apartado se da una pequeña descripción técnica de los elementos de la microrred y uno o varios esquemas de las distintas instalaciones. En la Fig. 2.8 se muestran los símbolos usados para dichos esquemas.

Según se muestra en [20], las microrredes se pueden clasificar en varios tipos en función del tipo de control que se use para mantener la estabilidad. Para ello se definen dos estados de operación estacionarios. Un estado cuando la microrred opera conectada a la red general y otro estado cuando opera en isla. Por lo tanto se definen otros dos estados transitorios: la conexión y desconexión a la red general. Se establecen tres clases.

Control virtual: un control central monitoriza el estado de la red y establece señales de consigna para todos los elementos de la misma. Esto hace funcionar a la microrred como una unidad virtual de generación cuyo comportamiento se establece de forma centralizada. El principal problema es la necesidad de unas comunicaciones muy sofisticadas.

Control físico: una gran unidad de generación es la que se encarga de mantener el control sobre potencia y tensiones de la microrred. El principal problema es el

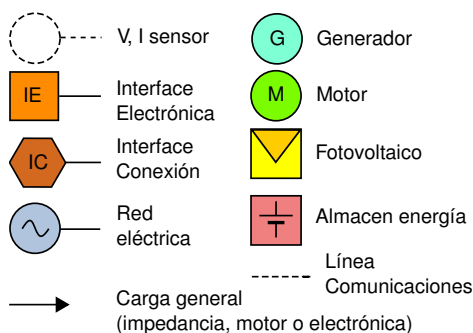


Figura 2.8: Leyenda de los dispositivos representados en las microrredes descritas.

coste y la dependencia que tiene todo el sistema de esta unidad principal de energía.

Control distribuido: en este caso cada elemento de la red responde de forma independiente a cada una de las variaciones que sufren sus variables de estado (típicamente tensión y frecuencia). Este planteamiento tiene que dotar de interfaces electrónicas a todos los elementos de la red y éstos han de responder suficientemente rápido. Además requiere de un sistema de reconexión inteligente para el reenganche del sistema a la red general.

2.5.1. Proyectos europeos

El inicio de las investigaciones en Europa para el diseño de las redes del futuro empezó con el quinto programa marco (1998-2002) en el que se otorgó un presupuesto de 4.5 millones de euros para la creación del proyecto Microgrids [21, 22, 23, 24]. En el sexto programa marco (2002-2006) se incrementó el presupuesto hasta los 8.5 millones de euros con el título More microgrids [25], teniendo una representación más amplia en países, empresas e instituciones.

Gracias a estos proyectos se han podido llevar a cabo distintos prototipos de demostración. Entre ellas se puede nombrar la isla de Kythnos (Grecia) donde se electrificaron doce casas con paneles fotovoltaicos y baterías. Y en Holanda donde se electrificó un camping con más de 200 bungalós equipados con paneles solares fotovoltaicos, sumando una potencia instalada de 315 kW. El sistema en este caso está conectado

a la red de media tensión (MT). En la localidad alemana de Mannheim-Walstadt de 1200 habitantes se instaló un total de 300 kW de paneles solares fotovoltaicos para llevar a cabo una prueba de continuidad del suministro con EERR. Estos proyectos sólo son una pequeña muestra de todos los proyectos que se están llevando a cabo en el resto de países. En los siguientes apartados se da una breve descripción de varias de estas microrredes.

Labein Experimental center

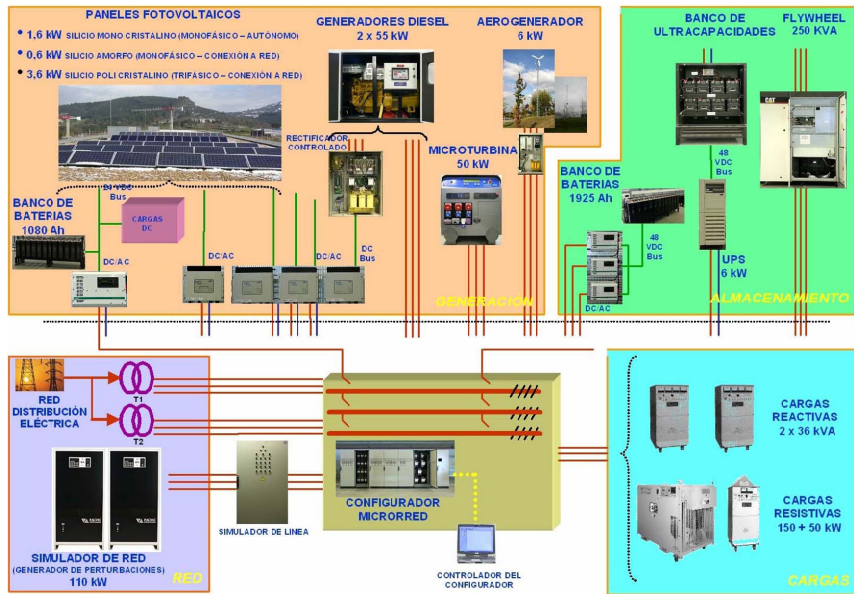
Esta instalación está situada en el parque tecnológico de Vizcaya (España). El proyecto se ha desarrollado en 3 años, desde junio de 2004 a junio de 2007, por el centro de investigación Labein (Fig. 2.9). La principal característica es que posee dos modos de control. Se puede operar la red de forma centralizada o descentralizada. Esto permite ver la influencia de la microrred en las subestaciones colindantes cuando se conecta o desconecta en ambos modos [26, 27].

CESI

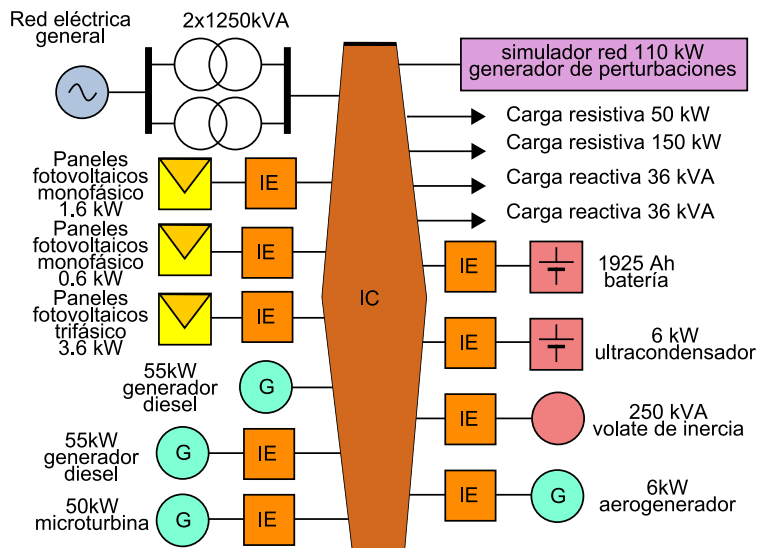
Esta red está construida en Milán (Italia) (Fig. 2.10) y su principal característica es que ha sido diseñada para el testeo de las distintas tecnologías de GD. La operación se lleva a cabo de forma independiente por cada unidad, salvo una pequeña porción de la red en la cual el control se hace con comunicación por onda portadora y de forma centralizada. También se llevan a cabo evaluaciones de CEE y estabilidad cuando opera en isla.

DeMoTec

DeMoTec es una microrred construida en una nave industrial en Kassel (Alemania) (Fig. 2.11)[28]. En este edificio se concentran muchas de las tecnologías de GD. La investigación se centra en las estrategias de control de los elementos de la microrred. La potencia total instalada es de aproximadamente 200 kW. Todos los generadores y cargas pueden ser conectados mediante un bus central a la red general. Se han establecido tres subredes independientes que pueden actuar simultáneamente. Las tres redes se pueden conectar a un simulador de red de MT para estudiar el efecto



(a) Instalación.



(b) Esquema.

Figura 2.9: Microrred construida por Labein (España).

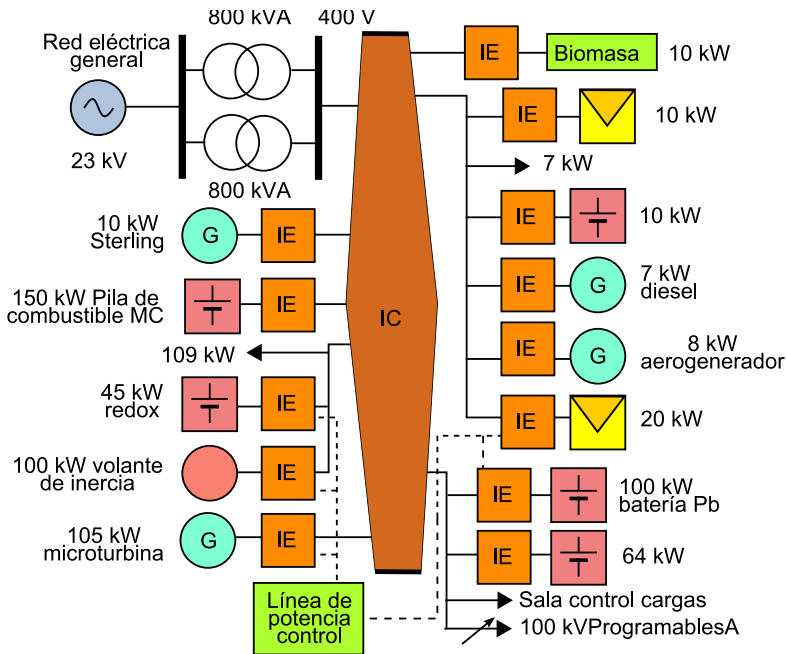


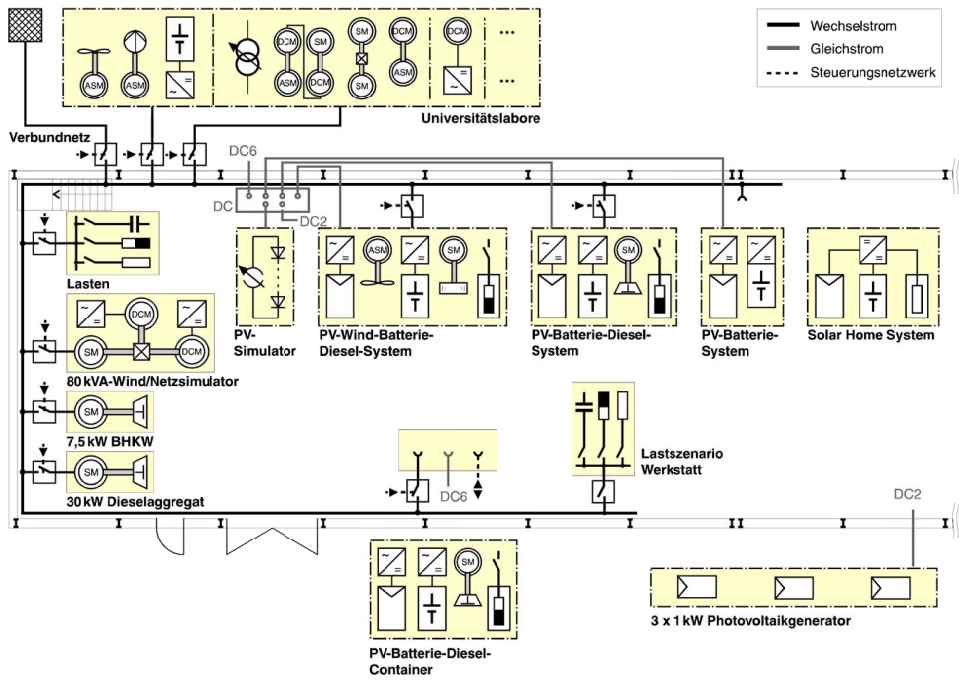
Figura 2.10: Esquema proyecto CESI.

de la interconexión de microrredes.

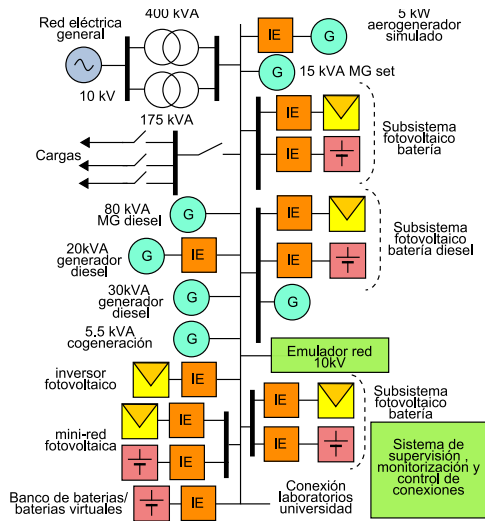
2.5.2. Proyectos norteamericanos

AEP CERTS

El Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) [8, 29] lo componen distintas empresas que llevan proyectos de diseño de las redes del futuro fijando la visión en varios aspectos del negocio. El consorcio tiene su oficina principal en el Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Hasta la fecha se han construido dos ejemplos de microrred, uno montado en la planta piloto de universidad de Wisconsin Madison y la instalación en el Dolan Technology Center en Columbus Ohio la cual es operada por la compañía American Electric Power AEP first. Una diagrama conceptual y el esquema de la instalación se muestran en las



(a) Instalación.



(b) Esquema.

Figura 2.11: Microrred DeMoTec, ISET Kassel.

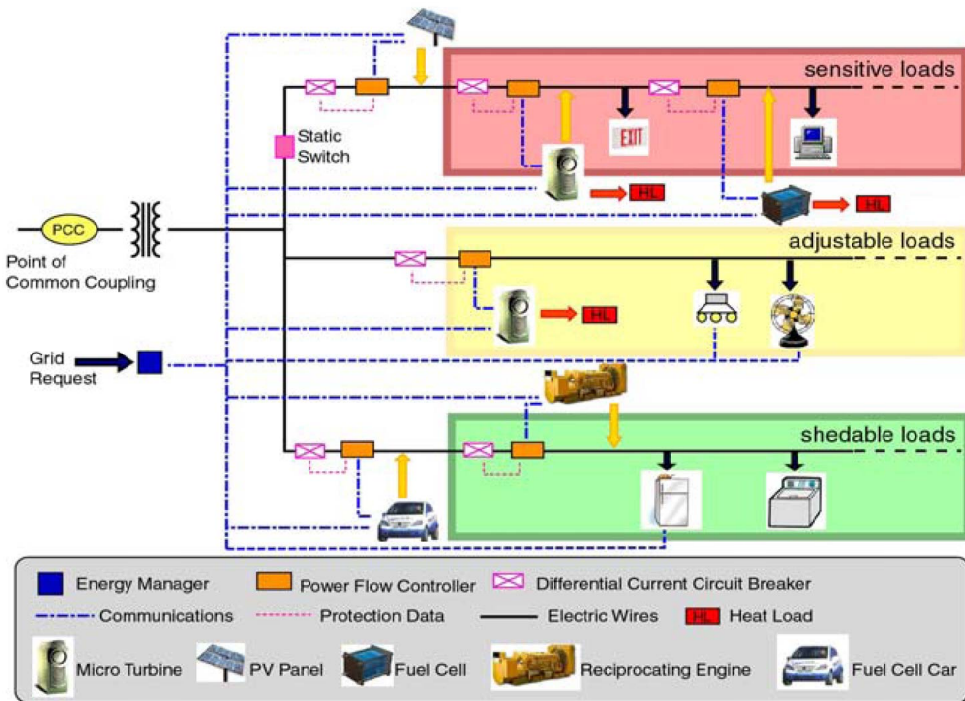


Figura 2.12: Diagrama conceptual de microrred del CERTS.

Fig. 2.12 y 2.13.

Esta concepción de la red se basa en el diseño local y control robusto de las EERR. El sistema se define por:

- Una electrónica de control rápida.
- Un único punto de conexión de la microrred al sistema externo.
- Un diseño pensado para la incorporación de distintas tecnologías de energía renovable.
- Un sistema distribuido de conexión sencilla (plug-and-play).

- Un control lento genérico para las funciones de la red que corresponden al mercado.

Dentro del **CERTS**, el departamento de energía junto con **GE** han realizado una inversión para el desarrollo de una plataforma de manejo de energía Microgrid Energy Management (**MEM**) [30] que provee controles, protecciones y manejo de la energía en una microrred de forma unificada. **MEM** optimiza las puntos de operación para conseguir los objetivos de máxima eficiencia de operación, mínimos costes de explotación, mínimas emisiones, etc. y además consigue la integración de las **EERR** en el despacho económico.

Como complemento a las microrredes mencionadas el **CERTS** promueve un proyecto destinado a la integración a gran escala para uso comercial de las **EERR** impulsado en colaboración con la California Energy Commission (**CEC**) [31], con el nombre de **Distributed Utility Integration Test (DUIT)**. Su principal objetivo es la realización de pruebas para ver el funcionamiento de las tecnologías de generación cuando se conectan en gran número a la red de distribución. Por lo tanto su principal objetivo es el estudio de la viabilidad económica de las **EERR**. También Northern Power Systems (**NPS**) y el National Renewable Energy Laboratory (**NREL**) han completado un proyecto que examina el contexto regulatorio y las cuestiones técnicas asociadas a la operación de una microrred en entorno rural.

Consecuencia de estos proyectos y otros no mencionados, se está empezando a generar normativa sobre la integración de **EERR** en el sistema de distribución y en pequeñas redes. Una muestra de ello son las publicación de la norma **IEEE 1547** con sus consiguientes partes [32]. Estos documentos dan alternativas y buenas prácticas para el diseño, operación e integración de microrredes incluyendo la capacidad de desconexión y reconexión.

Mad River

La Nonpoint Source **NPS** ha construido una microrred en Mad River, Waitsfield, Vermont (Fig. 2.14). La microrred no posee sistemas de almacenamiento por lo cual su operación en modo isla supone un gran desafío. El interruptor de **MT** y el nuevo edificio **NPS** están conectado a un control central.

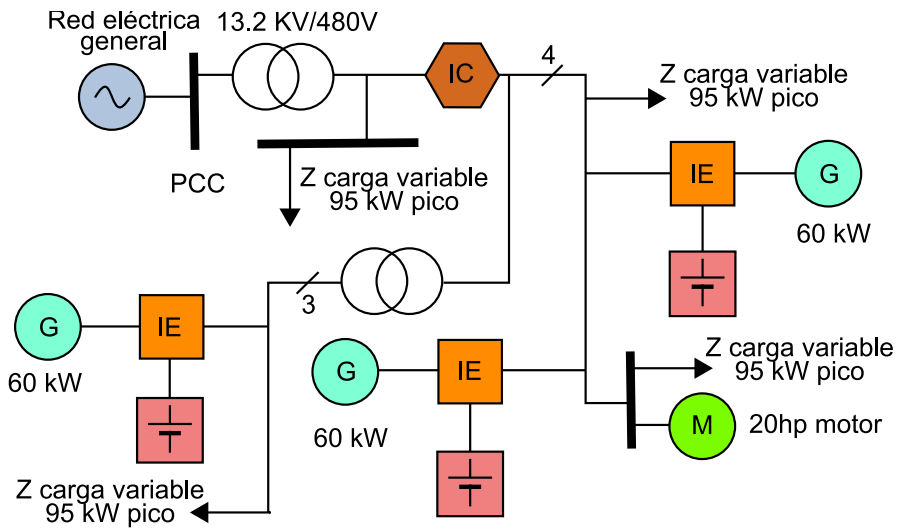


Figura 2.13: Esquema de instalación de microrred del CERTS.

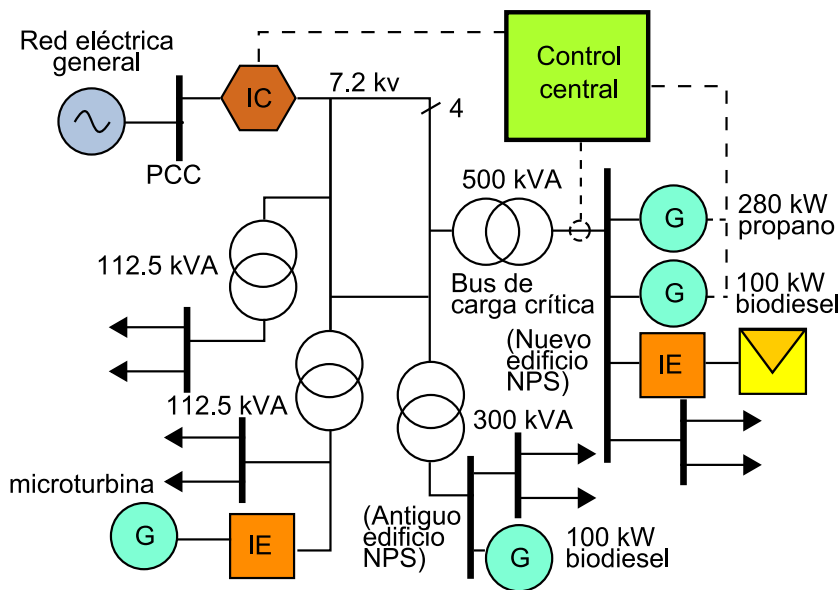


Figura 2.14: Esquema proyecto Mad river.

2.5.3. Proyectos japoneses

En el caso de Japón, la agencia de la administración japonesa, New Energy and Industrial Technology Development Organization (**NEDO**) se encarga de marcar las directrices en la investigación en ingeniería eléctrica. En la actualidad están llevando a cabo diversos proyectos de integración de las nuevas fuentes de energía en la red eléctrica. Japón es el líder mundial en proyectos demostrativos de microrredes.

Sendai project

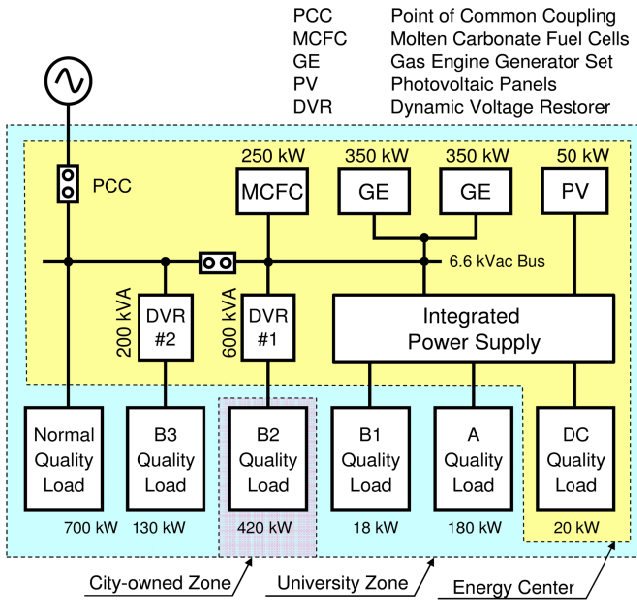
Éste es uno de los proyectos más importantes, que destaca por su envergadura y el uso intensivo que hacen de la tecnología [33, 34, 35] (**Sendai project**). Sus objetivos no son tanto el tener una visión global del negocio eléctrico, sino más bien el poner a prueba la última tecnología para observar si realmente se puede construir un sistema que mejore sustancialmente al actual. El resto de beneficios en otros aspectos como la fiabilidad, el mantenimiento o los mercados son una consecuencia de la correcta aplicación de esta tecnología. Es por tanto una visión tecnológica (Fig. 2.15a).

El proyecto se plantea dos objetivos principales:

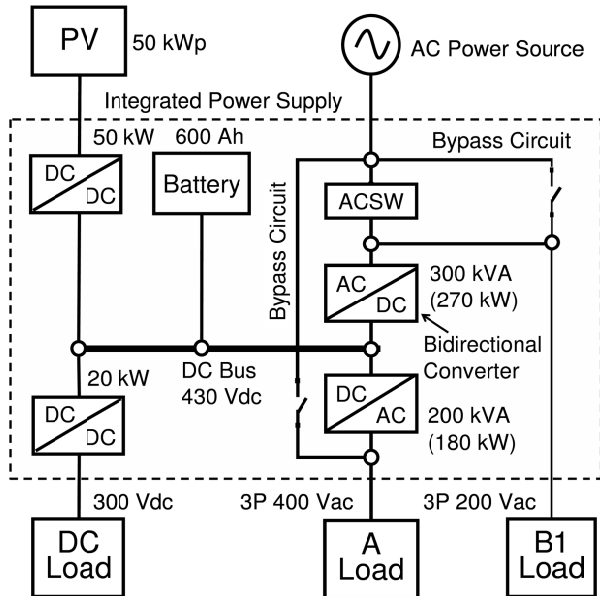
- La evaluación de la **CEE** de distintas fuentes de energía renovable. La clasificación de la **CEE** que ha de ser suministrada al sistema de acuerdo con las exigencias de **NEDO**.
- Hacer en la medida de lo posible que la **CEE** sea mejor que la aportada por las fuentes convencionales de energía mediante la correcta aplicación de sistemas de alimentación ininterrumpida (**SAI**) (en inglés (**UPS**)) en términos de costes, espacio y pérdidas.

Para la consecución de estos objetivos se han llevado a cabo las siguientes actuaciones:

- El desarrollo de un sistema que pueda suministrar energía eléctrica en distintos grados de calidad, verificando la efectividad al suministrar esta energía a los clientes.



(a) Esquema general de la instalación.



(b) Configuración de la fuente integrada (Integrated Power supply) .

Figura 2.15: Esquemas de la instalación de la microrred construida en Sendai.

- Evaluación de la fiabilidad, operabilidad y viabilidad económica del sistema.
- Examen de los posibles mecanismos de control que se podrían ejecutar tanto en el lado de la generación como del consumidor en caso de fallos.

Aspectos que destacan del proyecto son el uso de dispositivos Dynamic Voltage Restorer (DVR) para la compensación de huecos de tensión de algunas cargas y el uso de convertidores CA/CC/CA con baterías de almacenamiento alimentadas a través de un convertidor CC/CC. Esta configuración crea un SAI para algunas cargas en CC (Fig. 2.15b).

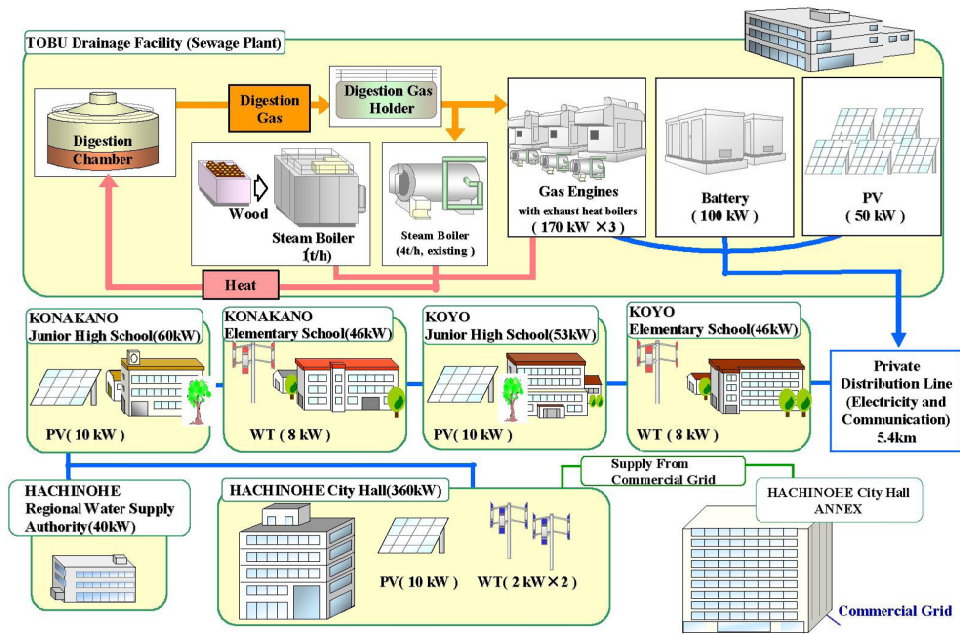
Proyecto Aomori Hachinohe

NEDO impulsa otras microrredes como el proyecto Aomori en la localidad de Hachinohe [36, 37, 38] puesto en marcha en octubre de 2005 (Fig. 2.16). Se ha llevado a cabo gracias a la colaboración de la ciudad de Hachinohe, el instituto de investigación Mitsubishi y la Mitsubishi Electric company. En este proyecto se han obtenido muy buenos resultados en la reducción del consumo de energía desde su punto de conexión, la reducción de las emisiones de CO_2 e incluso se han incluido pruebas de operación en isla para comprobar el mantenimiento de la frecuencia.

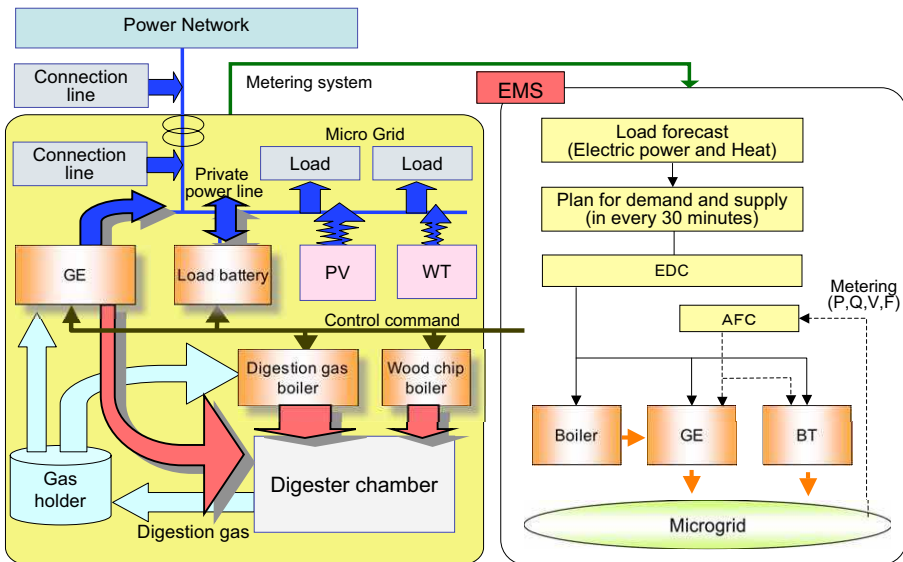
Tal y como se muestra en las Fig. 2.16 la instalación alimenta cuatro escuelas, un local público, el edificio de oficinas del suministrador de agua local y una planta de tratamiento de aguas residuales. Las tecnologías usadas son paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y tres motores de gas. El calor remanente de la combustión en los motores es reutilizado en procesos de fermentación de la planta de tratamiento de aguas residuales.

Kyoto ECO-Energy

Es el primer proyecto de virtualización de una microrred. Se ha llevado a cabo en la ciudad de Kyotango sobre un área de 40km al norte de Kyoto (Fig. 2.17). El nombre del proyecto es Kyoto Eco Energy Project [39, 40]. Empezó a funcionar en diciembre de 2005. Su principal característica es su centro de control, que ajusta la demanda al suministro de forma muy rápida y eficaz. Parte del gas necesario para el



(a) Instalación



(b) Esquema

Figura 2.16: Una visión general de la microrred construida en Hachinohe.

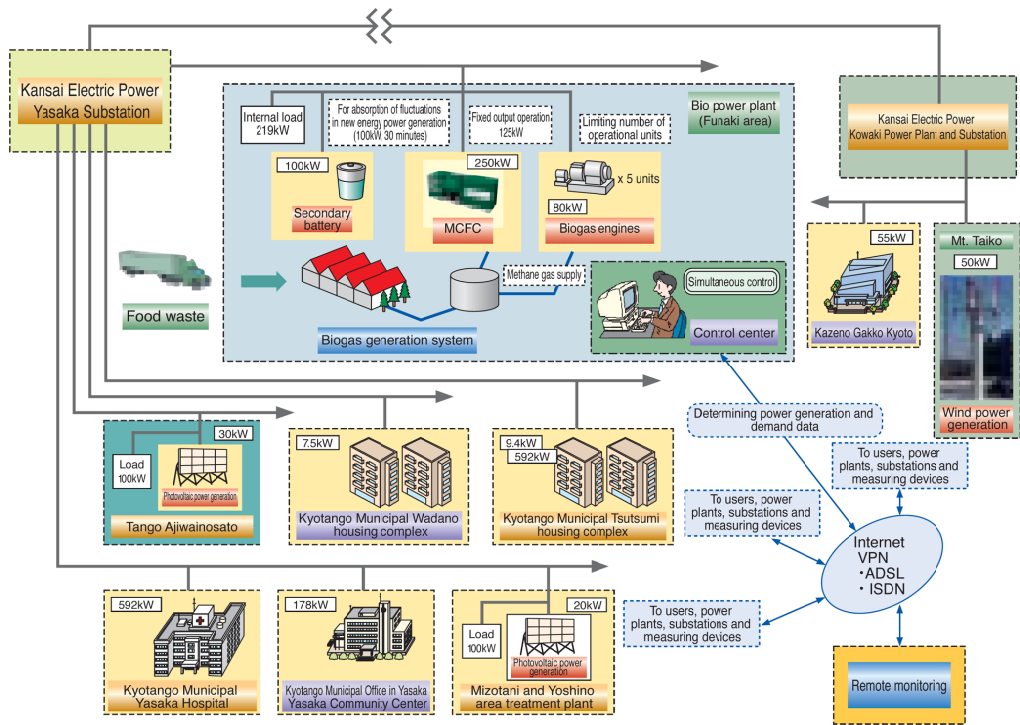


Figura 2.17: Esquema general de la microrred kyoto Eco-Energy.

funcionamiento del generador se consigue del procesamiento de basura orgánica.

Proyecto Shimizu

El consorcio Shimizu ha construido una planta piloto y una microrred a gran escala en sus laboratorios de investigación en Tokyo. La planta piloto se ha diseñado en una primera fase para alimentar las cargas del laboratorio y encontrar el plan óptimo de operación. A partir de esta planta se añadieron dos generadores a gas (90 y 350 kW) así como las baterías de almacenamiento (Fig. 2.18).

Se establecen dos objetivos para la planta. El primero es hallar la operación óptima

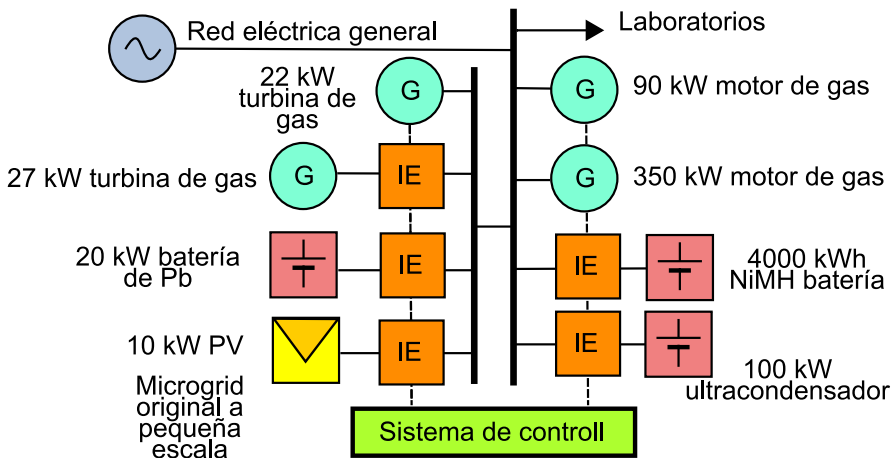


Figura 2.18: Esquema general de la microrred Shimizu.

con carga ligera en modo isla. El segundo coordinación de la generación y los sistemas de almacenamiento con interfaces electrónicas distintas.

Proyecto Aichi

Otro proyecto también impulsado por NEDO es el de Aichi cerca del aeropuerto central de Japón. Este proyecto se puso en marcha con la exposición universal celebrada en marzo de 2005 y a su conclusión se trasladó cerca de las instalaciones del aeropuerto donde ha empezado a operar a principios del 2007 [41, 42].

La característica más destacada es el uso de distintas tecnologías de pilas combustible en la red: molten carbonate (MCFC), phosphoric-acid (PAFC) y solid oxide (SOFC). Las pilas MCFC y SOFC actúan como potencia base. La fermentación de la basura y su gasificación sirven para alimentar la pila MCFC.

2.5.4. Otros proyectos

Existen algunas otras iniciativas que en el momento de elaboración de la tesis no están en pleno funcionamiento pero que prometen alcanzar los niveles de las anteriores. Es el caso de la puesta en marcha por el instituto tecnológico de Illinois en

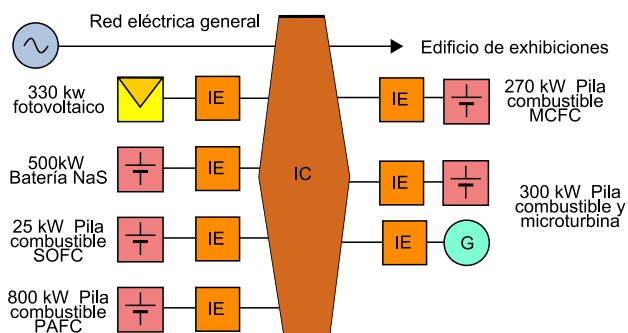


Figura 2.19: Microrred construida para la exposición universal de Aichi 2005.

EE.UU., cuya información se puede consultar en ([Perfect Power at IIT](#)). También en EE.UU. auspiciado por la California Energy Commission y el departamento de energía de EE.UU. en el laboratorio Sandia se ha creado una microrred con los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica desarrollados en otros proyectos del laboratorio. [Micro Grid Energy Storage Demonstration](#) es el nombre del sistema.

A parte de Japón existen otros proyectos que aunque menos maduros si que empiezan a estar en vanguardia. Es el caso de la microrred construida por el Korea Electrotechnology Research [43]. El gobierno chino también está impulsando el desarrollo de este tipo de instalaciones en sus universidades. Tres ejemplo de esta inversión son el Micro Grid Testbed en Hefei University of Technology [44], el laboratorio Micro Grid en Shandong [45], o el laboratorio de la universidad de Tianjin [46].

3 Capacidad de la red de distribución

"A point of great importance would be first to know: what is the capacity of the earth? And what charge does it contain if electrified?"

(Nikola Tesla)

3.1. Introducción

Las líneas actuales se diseñaron con criterios que garantizaban un gran nivel de seguridad. Lo que no se había previsto era el gran crecimiento que ha sufrido la demanda en los núcleos urbanos y las dificultades que se han encontrado para la instalación de nuevas infraestructuras. Pruebas de estos dos hechos es que en las redes de distribución se pueden encontrar líneas operando casi al doble de la tensión de diseño y otras con condiciones de carga extrema. A estas dos situaciones hay que sumar ahora la introducción de la generación en el lado del consumo y la posible inversión del flujo de potencia en la red. Esta situación es previsible que vaya a más dado que se espera que la GD se implante masivamente. Por lo tanto sólo quedan dos soluciones: bien instalar líneas nuevas adecuadamente dimensionadas para afrontar estos retos o bien estudiar bajo que condiciones de explotación se pueden mantener las actuales líneas en funcionamiento sin que esto suponga un problema para la seguridad del suministro.

En este capítulo se ha analizado esta última cuestión. Para ello se han llevado a cabo varios estudios en regimen estacionario empleando varios tipos de carga (impedancia constante, tensión constante y potencia constante). Estas cargas en algunos casos se comportan como generadores. Para cada una de ellas se dedica una sección en la que se investigan las respuestas de corriente y tensión de las líneas y la sensibilidad de estas respuestas ante cambios de los parámetros tanto de las líneas y las

propias cargas.

Con este trabajo se pretende dar respuesta a la posibilidad de uso de forma segura de las actuales redes de distribución en un futuro escenario con generación a ambos extremos de la línea, con mayor exigencia térmica y con descompensación de los perfiles de tensión. Los aportes de la tesis en este capítulo son por tanto el conocimiento de los límites de las actuales líneas de distribución para integrar la GD y bajo que condiciones se podría aumentar el nivel de integración de ésta, modificando sus consignas de operación. Si bien para este objetivo es necesario que haya una coordinación entre toda la GD conectada a un alimentador y esto requiere de algoritmos de control que se describen en el capítulo 6.

3.1.1. Condiciones de estudio

En este apartado se explican las condiciones que se han fijado a la hora de realizar el trabajo de análisis. Se estudian las influencias de las variaciones en las magnitudes eléctricas de tensión, corriente y potencia, para sacar conclusiones del rango de valores en el que se puede operar este tipo de carga e información sobre criterios de diseño de la instalación del cable en MT. Para fijarlas se han tenido en cuenta los aspectos referentes al modelo de línea detallados en el apéndice A.

Dado que el estudio de todas las configuraciones de líneas y los distintos tipos de cables llevaría a un trabajo muy voluminoso y que probablemente no aportase una mejora muy sustancial en cuanto a conocer los límites de las instalaciones, se ha optado por centrar el estudio en un tipo de cable. Como cable más representativo de las actuales instalaciones de distribución se ha seleccionado el cable unipolar con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina. También conocido por sus siglas como HEPRZ1. Las tensiones de operación más comunes son 12/20 kV y 18/30 kV. En la Tabla. 3.1 se muestran los valores de los parámetros del cable que se han usado en los cálculos.

La inductancia se da para una instalación de tres cables unipolares dispuestos en tresbolillo. La intensidad máxima está condicionada por la temperatura máxima de servicio del aislamiento (105 °C) y las condiciones térmicas de la instalación. Los tres cables unipolares están enterrados a 100cm de profundidad, siendo la temperatura

Sección (mm^2)	r (Ω/km)	X_l tresb. (Ω/km)	c ($\mu F/km$)	I_{max} (A)
50	0.564	0.154	0.150	172
120	0.235	0.126	0.242	290
240	0.118	0.111	0.310	429
400	0.071	0.103	0.380	557
500	0.056	0.099	0.422	637
630	0.045	0.095	0.478	730

Tabla 3.1: Valores de los parámetros eléctricos del cable HEPRZ1.

del aire de 40°C y 25°C la del terreno, cuya resistividad es de 100°C cm/W. Estos datos han sido adaptados de [47, 48, 49].

En el análisis se han establecido las condiciones que ha continuación se enumeran.

- Los estudios se realizan para un único cable. Luego los resultados de corrientes, potencias y tensiones son por fase.
- En todos los análisis, siempre hay una fuente en uno de los extremos de la línea y uno de los distintos tipos de carga en el otro. En ningún caso se han hecho combinaciones de diferentes tipos de carga conectados en paralelo.
- La fuente conectada en la cabecera de la línea alimenta a ésta con tensión constante igual a la nominal de la línea, y un ángulo de fase igual a 0°.
- Cuando se fija la longitud del cable, ésta es de 10km.
- Cuando se fija la sección del cable, ésta es de 240mm².
- Los valores límites se establecen por dos causas. Que se supere el límite máximo de corriente para cada sección de cable, mostrados en la Tabla. 3.1. Este límite es el denominado límite térmico de la instalación. O bien que se supere en un $\pm 10\%$ la tensión nominal de fase. Éste es el límite de tensión para el cual muchas de las cargas sufren un mal funcionamiento o se desconectan.

- Para cada uno de los distintos tipos de carga se ha analizado la influencia de la sección y la longitud del cable a través de
 - El rango de valores de los parámetros que caracterizan cada una de las cargas y que permiten alcanzar el límite térmico del cable.
 - El rango de potencias (aparente, activa y reactiva) que se ponen en juego durante la alimentación del cable hasta que alcanza los límites mencionados.

3.2. Influencia de una carga resistiva con impedancia constante

Se ha analizado el comportamiento de la línea en función de la variación de algunos parámetros del cable y de la impedancia en la carga. Se considera la carga únicamente resistiva para identificar unívocamente el flujo de potencia activa en la carga, dependiente de la tensión en una relación cuadrática.

3.2.1. Variación de la sección.

En la Fig. 3.1 se ha hecho variar la impedancia de la carga desde valores muy pequeños hasta 1000Ω para varias secciones del cable HEPRZ1. La tendencia es que cuanto menor impedancia presenta la carga, menor tensión hay en el nudo al que está conectada. Para la sección de 50 mm^2 la impedancia mínima que no supera el límite térmico del cable es de 61.5Ω en cambio una sección de 630 mm^2 tiene una impedancia mínima de 15.4Ω , a pesar de que el límite de corriente para el caso de cable de 50 mm^2 es de 172 A y el de 630 mm^2 es de 730 A . En ningún caso la tensión en el nudo de carga es inferior al 90% de la tensión nominal por fase, que corresponde al límite de calidad en tensión.

En la Fig. 3.2 se muestran los valores de corriente al aumentar la impedancia en la carga. La variación de la sección del cable no afecta a la forma de la curva (Fig. 3.2a). Las curvas son prácticamente paralelas, lo que se explica por la capacidad de cada cable, que es mayor en los cables de mayor sección al poseer más aislante. En la Fig. 3.2b se ha representado el inicio de las curvas que muestran más claramente los

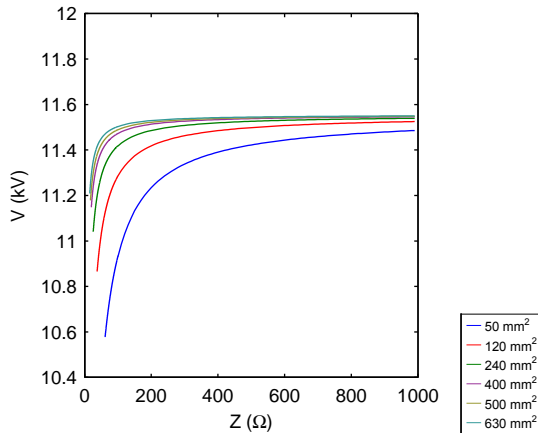


Figura 3.1: Tensión en el nudo al aumentar la impedancia de la carga, para distintas secciones de cable.

límites térmicos para cada sección.

Al alimentar el mismo valor de impedancia con dos cables de sección distinta, la corriente que demanda el cable se puede analizar por la diferencia de potencias entre la cabecera (Fig. 3.3a) y la carga (Fig. 3.3b), que es la potencia de pérdidas (Fig. 3.3c). Las pérdidas aumentan cuando disminuye la impedancia. Cuanto menor sea la sección del cable mayores serán las pérdidas. La Fig. 3.3d muestra ampliada la zona que indica la potencia máxima de pérdidas en la línea cuyos valores se pueden leer en la Tabla. 3.2. Cuanto mayor es la sección, el cable permite impedancias más pequeñas, lo que conlleva un aumento de las pérdidas.

Estas pérdidas se pueden asignar a cada uno de los parámetros del cable (resistencia, inductancia y capacidad) que varían con la sección. En la Fig. 3.4c se ha representado la potencia activa de pérdidas en el cable. Esta potencia corresponde a las pérdidas resistivas del cable. Cuanto mayor sea la sección, menores serán estas pérdidas. Para impedancias cercanas al límite térmico del cable, la potencia activa de pérdidas es menor de 0.18 MW para todas las secciones. La Fig. 3.4a muestra la potencia activa entregada a la carga, que disminuye cuando aumenta la impedancia.

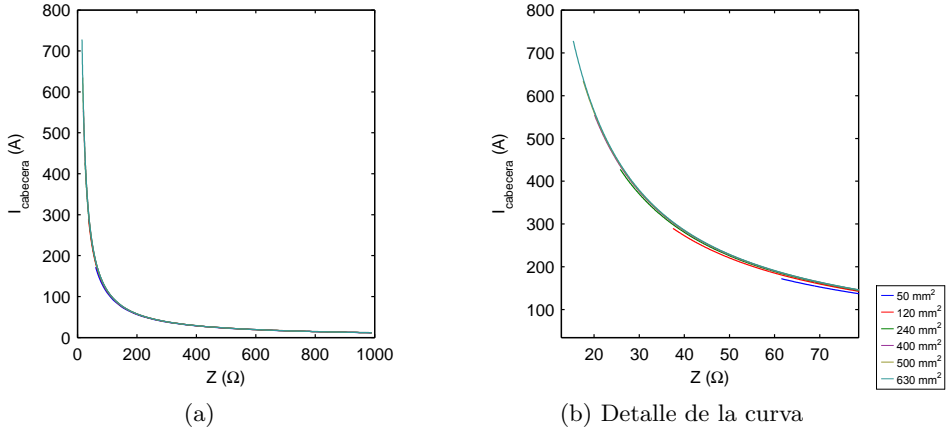


Figura 3.2: Corriente en la cabecera cuando aumenta la impedancia de la carga. Detalle del límite de corriente para cada sección de cable.

S (mm^2)	Z (Ω)	P_{max} (MW)	$S_{perd.}$ (kVA)	$Q_{perd.}$ (kvar)	$P_{perd.}$ (kW)
50	61.5	1.819	172.9	48.04	166.1
120	37.5	3.148	223.8	108.6	195.7
240	25.8	4.724	296.0	206.0	212.5
400	20.1	6.184	383.9	319.4	213.0
500	17.6	7.100	459.6	402.0	222.8
630	15.4	8.158	556.2	505.9	231.2

Tabla 3.2: Puntos de máxima potencia de la Fig. 3.4a.

En la Tabla. 3.2 se detalla la impedancia con la que se consigue alcanzar el límite térmico del cable, la potencia activa máxima en la carga y las potencias de pérdidas en el cable para las distintas secciones en estudio. En esta tabla se ve como el aumento de la sección no supone un gran aumento de la capacidad del cable para transmitir potencia. La disminución de la sección un 92% (de 630 a 50 mm^2) supone una disminución de la capacidad de transmitir potencias de un 77.7%.

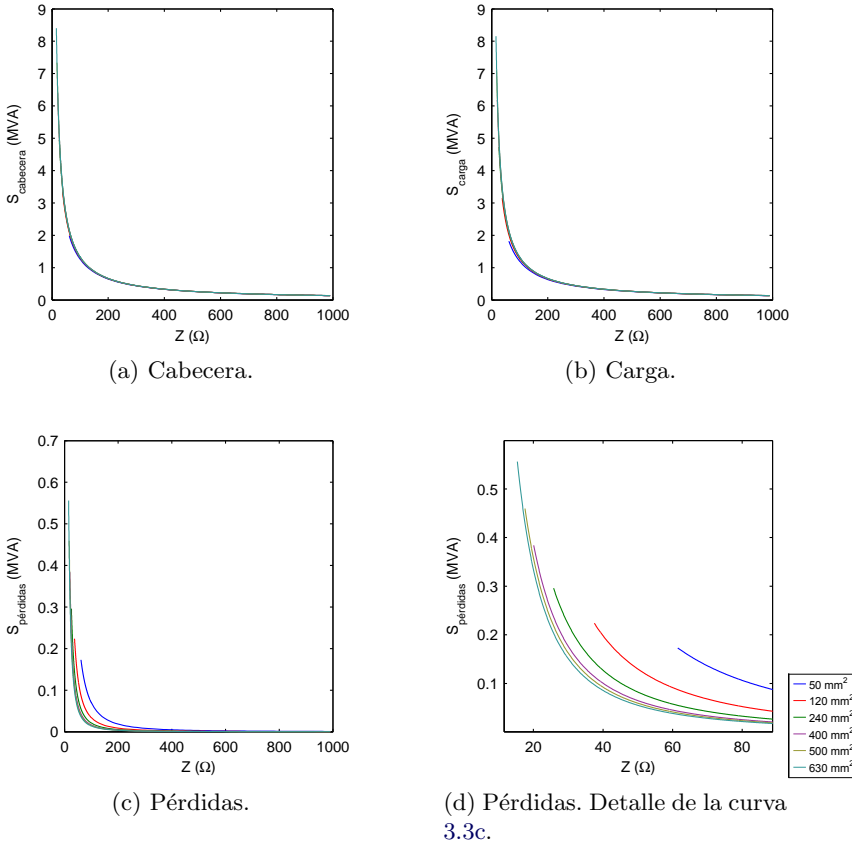


Figura 3.3: Potencia aparente, en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea cuando aumenta la impedancia de la carga.

En cuanto a la potencia reactiva de cabecera (Fig. 3.4b). Al aumentar la impedancia en la carga, ésta disminuye. Este decremento se debe fundamentalmente a la reactancia inductiva que disminuye sus pérdidas al disminuir la corriente que circula a su través. Aunque en la gráfica parezca que el valor tiende a cero, esto no es así y se mantiene constante con impedancias grandes. Cuando la impedancia es muy grande la única componente reactiva que queda es la de la capacidad a tierra del cable. Para

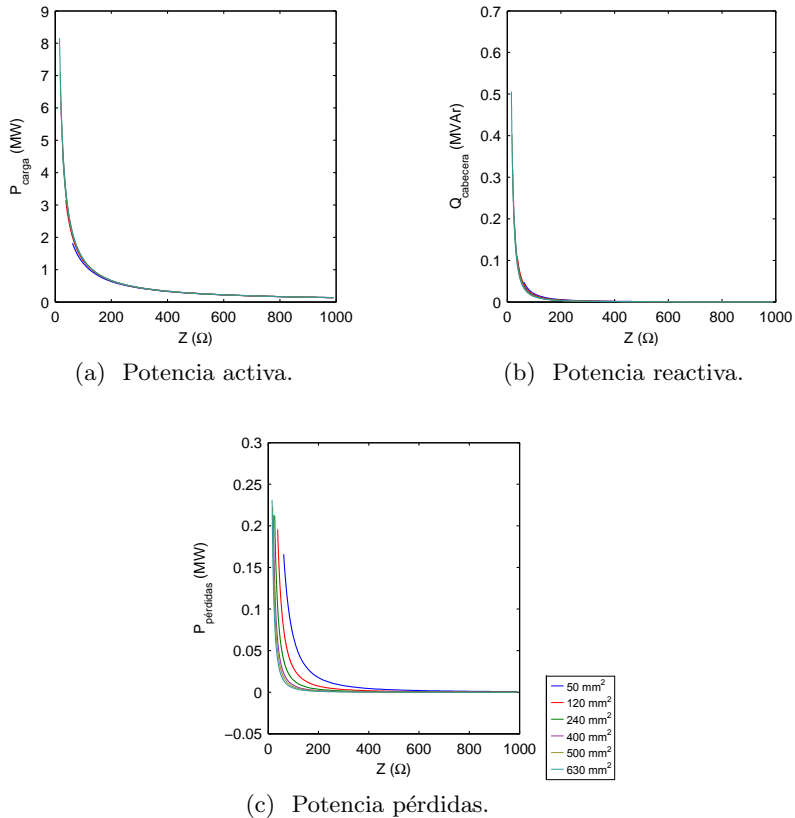


Figura 3.4: Potencia activa y reactiva cuando aumenta la impedancia en la carga para distintas secciones de cable.

una impedancia de 1000Ω y 50mm^2 de sección hay 400var de consumo en la línea y 175var en el caso de 630mm^2 .

3.2.2. Variación de la longitud.

En la Fig. 3.5 se ha representado la corriente en cabecera cuando varía la impedancia de carga y longitud del cable. Para un valor de carga constante, si la longitud

aumenta la corriente decrece, ya que aumenta la impedancia longitudinal del cable. Y aunque también es cierto que aumentan las pérdidas capacitivas derivadas a tierra, estas son un orden de magnitud inferior si la impedancia de carga es baja. En la Fig. 3.5a se muestra que cuanto menor sea la impedancia, el efecto del cable al aumentar la longitud es mayor. Cuando la impedancia de carga es muy grande la corriente es prácticamente constante e igual a la corriente de pérdidas del cable. En la Fig. 3.5b la única diferencia apreciable es la impedancia mínima que el cable puede soportar sin sobrepasar su corriente máxima. La longitud del cable no tiene mucha influencia en el perfil de corrientes. Son curvas paralelas que están separadas unos pocos amperios.

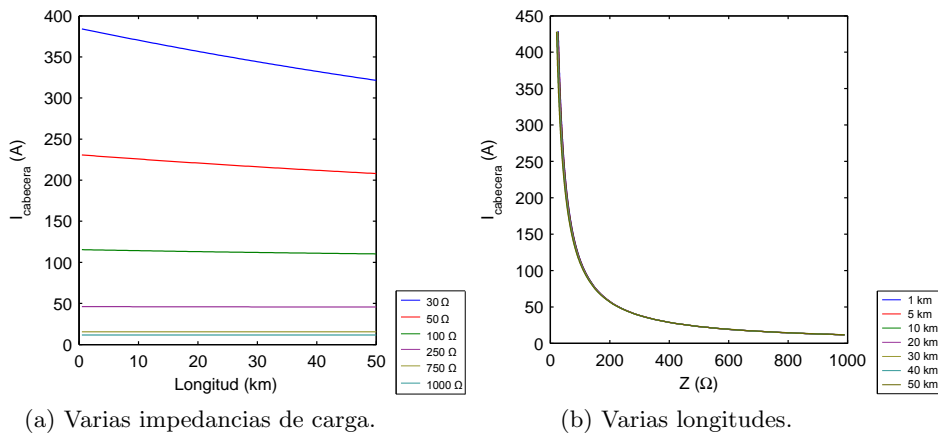


Figura 3.5: Corriente en la cabecera en función de la longitud del conductor y de la impedancia de carga.

En la Fig. 3.6a se muestra que para valores bajos de impedancia de la carga, cuando más largo sea el cable, menor es la tensión en el punto al que está conectado. Este efecto de caída de tensión es menor cuando la impedancia es mayor, dándose el caso de que para impedancias de gran valor como 750Ω y 1000Ω , la tensión en la carga supera la tensión nominal de alimentación. Esto se debe a que la capacidad del cable es mayor cuanto más largo sea. En la Fig. 3.6b se muestran curvas, impedancia de carga-tensión para distintas longitudes de cable. En ellas se puede observar mejor

el efecto de aumentar la impedancia en la carga. La tensión en la carga rebasa la de cabecera. El punto en el que sucede esto, es cuando la impedancia de carga iguala la impedancia característica o impedancia natural de la línea (Fig. 3.6a).

- Con una impedancia igual a la característica, la tensión a lo largo de la línea es la misma.
- Con impedancias de carga menores a la característica, la tensión disminuye a lo largo de la línea, desde el origen hasta el final.
- Para cargas mayores que la característica se produce una elevación de tensión a medida que se avanza desde el origen hasta el final (efecto Ferranti).

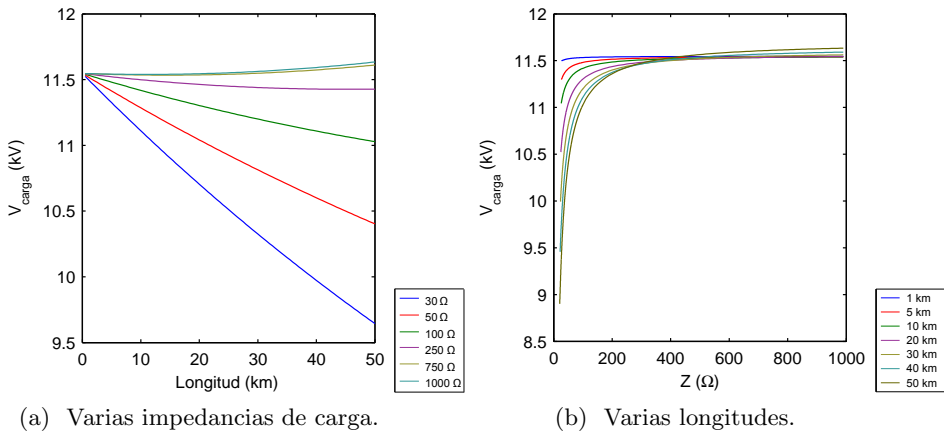


Figura 3.6: Tensión en la cabecera en función de la longitud del conductor y de la impedancia de carga.

En la Fig. 3.7 se han representado las potencias aparentes para valores de impedancia de carga y longitudes. La Fig. 3.7c es la resta de las curvas de las Fig. 3.7a y 3.7b. En ella se aprecia como la potencia de pérdidas en la línea no supera los 1.2MVA, dentro de los límites térmicos del cable. Cuanto mayor es la longitud del cable, mayores son estas pérdidas. Pero son inferiores a los 30kVA con impedancias superiores a los 200 Ω . Las curvas de la Fig. 3.7f son la diferencia de la Fig. 3.7d y

3.7e. En ellas se muestra otra forma de ver como el aumento de la longitud hace aumentar las pérdidas, siendo este aumento más acusado cuanto menor sea la impedancia de la carga.

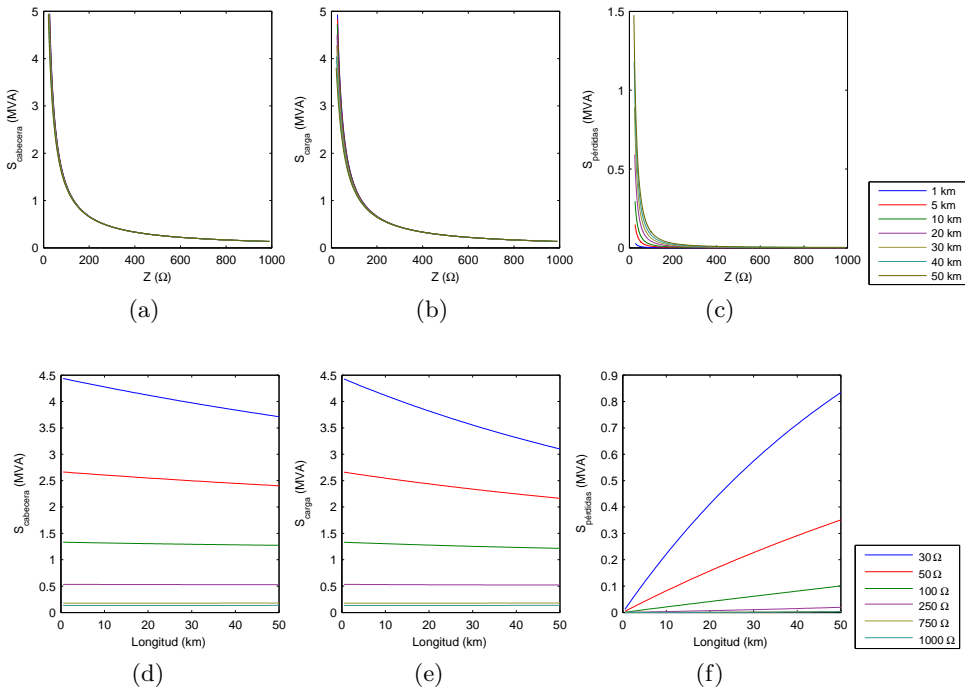


Figura 3.7: Potencias aparentes en la cabecera y de pérdidas en la línea en función de la longitud del cable y la impedancia de la carga.

Para tener una idea más aproximada de a qué componentes se han de asignar las pérdidas en la línea, se ha dibujado la potencia activa demandada por la carga en función de la impedancia de la carga (Fig. 3.8a) y esa misma potencia en función de la longitud del cable (Fig. 3.8d). Cuanto menor es la impedancia de carga, mayor es la potencia demandada. No hay muchas diferencias en el crecimiento a causa del aumento de la cantidad de cable. Al aumentar la longitud, la potencia activa disponible en la carga disminuye, debido al aumento de la resistencia del cable. La componente

L (km)	Z (Ω)	P_{carga} (MW)	$Q_{cabecera}$ (kvar)	$P_{pérdidas}$ (kW)
1	26.8	4.932	2.0	21.6
5	26.4	4.832	102.3	106.9
10	25.9	4.708	204.5	211.0
20	24.7	4.488	413.4	416.7
30	23.4	4.273	630.2	620.8
40	22.2	4.036	844.3	814.6
50	20.8	3.809	1071.0	1015.0

Tabla 3.3: Límites de potencias para el cable de sección $240mm^2$ en función de la longitud del cable.

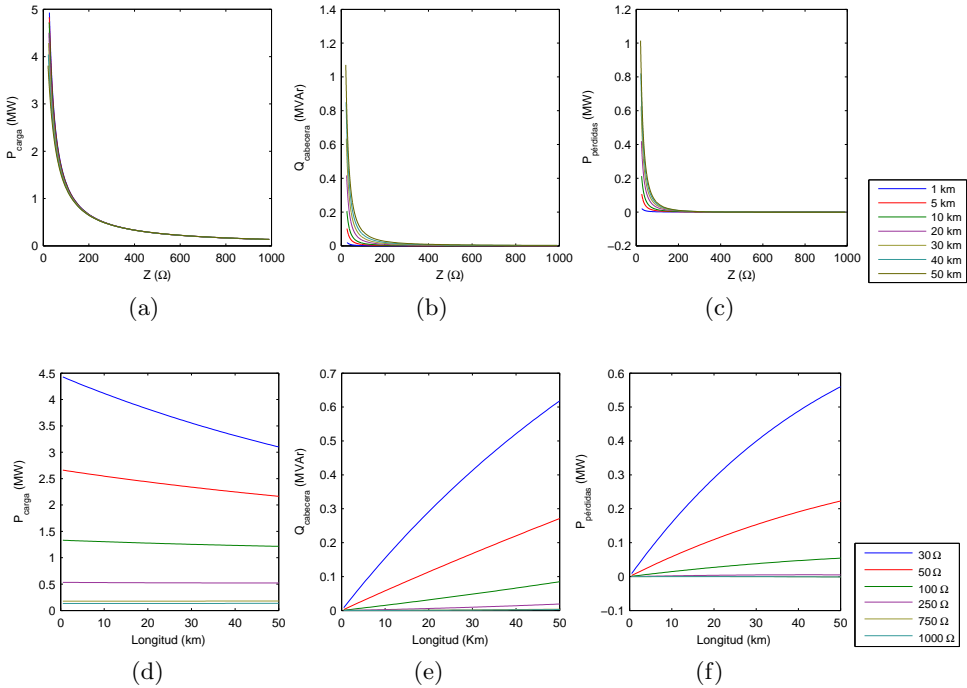


Figura 3.8: Potencia activa y reactiva en función de la distancia y la impedancia de carga.

reactiva en cabecera (Fig. 3.8b y 3.8e) crece con la longitud. Lo mismo sucede con la potencia activa de pérdidas en la línea (gráficas 3.8c y 3.8f). Con los datos de la Fig. 3.8 se ha elaborado la Tabla. 3.3 que da los límites máximos de potencia en la carga, las pérdidas activas y reactivas en la línea para el cable de sección 240mm^2 . El punto de límite de operación para la carga varía en sólo 7Ω desde cables de 1 km hasta cable largos de 50 km. Consecuencia de ello es que la potencia máxima transmisible por el cable disminuye con la longitud aunque lo hace de forma lineal y con pendiente suave. Entre el cable de 1 km y el de 50km hay una disminución de la potencia activa en la carga de 1.1 MW. Se pierde capacidad de consumo a razón de 0.02 MW por kilómetro. En el caso de las pérdidas activas y reactivas en la línea, el aumento es a razón de 0.02 MVA por kilómetro, como en el caso de la potencia máxima.

3.3. Influencia de una carga de tensión constante

En esta sección se estudia una carga de tensión constante conectada a cables de distintas secciones y longitudes. En los dos primeros apartados el estudio se centra en el módulo de la tensión de la carga. Para ello el ángulo de la carga se mantiene en fase con la tensión en cabecera. En los apartados 3.3.4 y 3.3.3 se fija el módulo de la tensión de la carga y se hace variar el ángulo. En ambos casos la carga puede consumir o entregar energía a la red. Este comportamiento se encuentra en inversores y en máquinas síncronas cuando el control se hace con la excitación.

3.3.1. Variación de la sección de la línea y el módulo de la tensión en la carga

La Fig. 3.9 muestra el valor de la corriente para distintos valores del módulo de la tensión en la carga. Cuando el módulo de la tensión iguala al de cabecera ($20/\sqrt{3}$) no hay flujo de potencia y por tanto la corriente es nula. Cuanto mayor es la diferencia entre la tensión de la carga respecto de la cabecera, más corriente circula por el cable. La tasa de crecimiento de la corriente respecto la variación de la tensión en la carga depende de la sección. Cuanto mayor sea la sección del cable, mayor es esta tasa. El intervalo de tensiones en la carga depende del límite térmico del cable ya que la tensión siempre está por encima del 90 % de la nominal antes de alcanzar la corriente máxima del cable. En la Tabla. 3.4 se muestra el rango de valores de la

carga en función de la sección del cable. Se puede apreciar como el rango es mínimo para cables de secciones comprendidas entre 240 y 400 mm^2 .

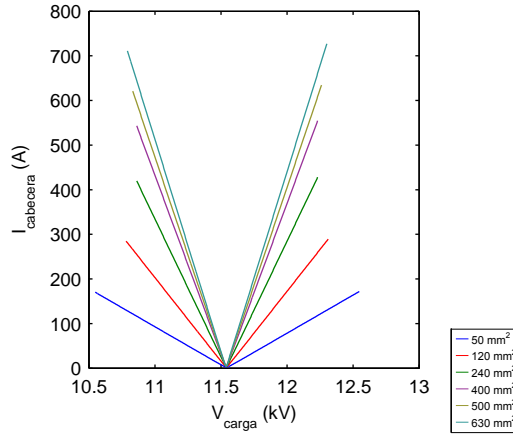


Figura 3.9: Gráfica tensión corriente para distintas secciones de cable.

S (mm^2)	V_{min} (kV)	V_{max} (kV)	Diferencia (kV)
50	10.55	12.55	2
120	10.78	12.31	1.53
240	10.86	12.23	1.37
400	10.86	12.23	1.37
500	10.83	12.26	1.43
630	10.79	12.3	1.51

Tabla 3.4: Valores máximos de carga para cada sección de cable

En la Fig. 3.10 se han representado las potencias aparentes en la carga, la cabecera y la línea para cada una de las secciones en estudio. Lo más significativo se puede apreciar en la Fig. 3.10c, donde se observa que para grandes secciones existen mínimos y máximos locales de potencia de pérdidas muy marcados. Esto se debe a que cuando no hay transferencia de potencia activa o ésta es muy pequeña (Fig. 3.11a),

porque las tensiones en cabecera y carga son iguales, si hay potencia reactiva capacitiva (Fig. 3.11d) debido al aislante y el potencial al que está sometido el cable. Por ello, entorno al valor de la tensión de cabecera hay un máximo local que es más pronunciado cuanto mayor sea la sección, ya que mayor sección, mayor capacidad. En la Fig. 3.11d también se observa que el aumento de la corriente hace cambiar de signo la potencia reactiva, tomando carácter inductivo.

La carga entrega potencia activa para valores de tensión mayores que el de cabecera y absorbe potencia activa en caso contrario (Fig. 3.11a). La potencia activa de pérdidas (Fig. 3.11c) es nula cuando no hay transferencia de potencia activa. Si lo que se desea minimizar son las pérdidas en la red se han de localizar los mínimos de las curvas 3.10c. Un generador operará con pérdidas mínimas si es capaz de mantener la tensión en su nudo entorno a los 11.95 kV ó 1.035 p.u. Para el caso de un único punto de consumo, el punto de operación para minimizar las pérdidas en la línea se encuentra entorno a los 11.15 kV ó 0.97 p.u aproximadamente para todas las secciones.

Si lo que se pretende es maximizar la potencia que transfiere la carga a la línea (o viceversa) se pueden leer los extremos de la Fig. 3.11a. El máximo aumenta cuando aumenta la sección en el caso de pequeñas secciones. El incremento entre la sección de $50mm^2$ y la de $120mm^2$ es de 1 MW. Sin embargo entre la sección de $500mm^2$ y la de $630mm^2$ no hay un aumento de la potencia máxima transferible. Esto se debe a que la influencia del balance de potencias reactivas entre cabecera, carga y línea (Fig. 3.11b y 3.11d), impide que se siga la tendencia del aumento de la potencia activa transferible por la carga, ya que gran parte de esa capacidad se está usando para hacer un intercambio de reactiva entre cabecera y carga. Es a partir de la sección de $400mm^2$ cuando se rompe esta tendencia.

3.3.2. Variación de la longitud de la línea y el módulo de la tensión en la carga

En la Fig. 3.12 se muestra la influencia de la longitud del cable en la corriente de cabecera cuando la carga varía el módulo de la tensión en el nudo al que está conectada. Para el cable de sección $240mm^2$ en una vista general (Fig. 3.12a) se observa que el rango en el que puede operar la carga se estrecha cuando disminuye la longitud.

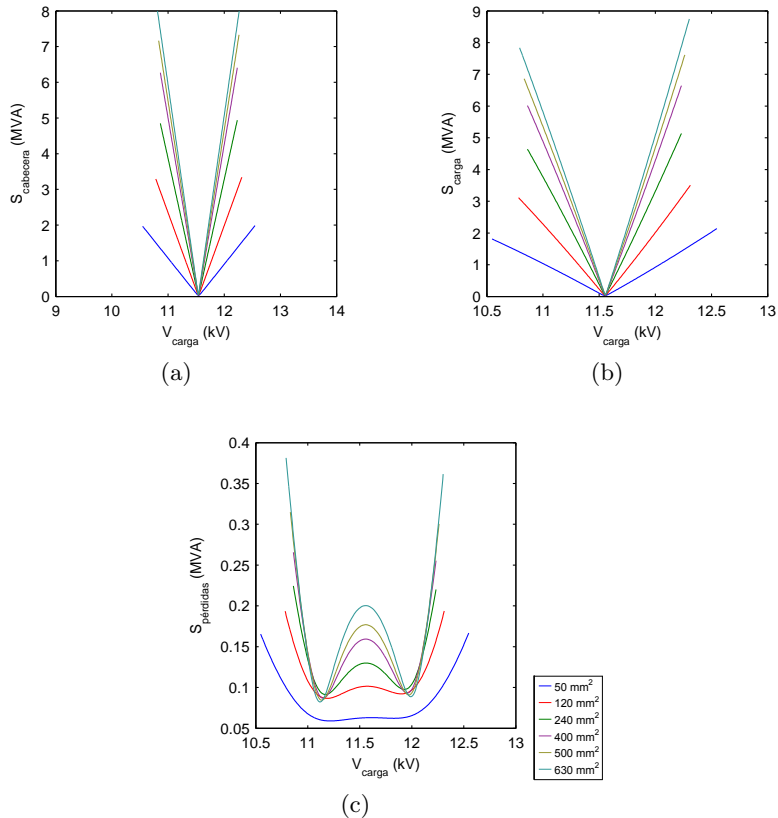


Figura 3.10: Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.

Así para una longitud de 1km la tensión de la carga sólo puede variar en 130 V, mientras que para una longitud de 50 km el rango es de 6.4kV sin rebasar el límite térmico del cable. Si tenemos en cuenta los límites de calidad de tensión, el rango para la carga no supera los 2.3kV. En el caso del cable de longitud 20km el límite de máxima corriente coincide con el límite de calidad de tensión. Cuando la longitud supera este valor, la resistencia que presenta el cable es suficiente para limitar el flujo de corriente y por ello es la tensión la que impone un rango entre los 10.4kV y los

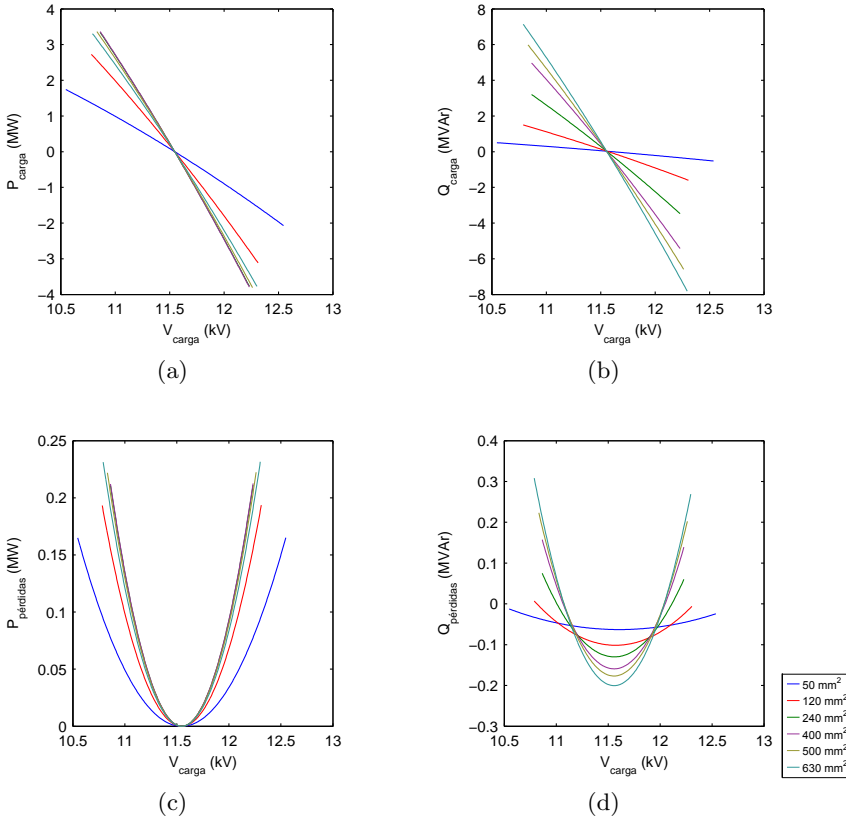


Figura 3.11: Tensión frente a potencia activa en la carga, reactiva en la cabecera y potencia activa de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.

12.7kV. En la Fig. 3.12b se ha representado un detalle de la Fig. 3.12a. En ella se aprecia que hay un desplazamiento del mínimo de corriente hacia la izquierda y hacia arriba cuando la longitud aumenta. La causa vuelve a ser la capacidad de los cables. Cuando la potencia transferida no es muy grande, la componente capacitiva impone su valor. Cuanto mayor longitud, más corriente circula por el cable. Los mínimos de estas curvas son las condiciones de carga que minimizan las corrientes en el cable. La compensación ha de ser mayor cuanto mayor longitud tenga el cable y por ello la

tensión de la carga que obtiene el mínimo se desplaza hacia la derecha (aporte de corriente inductiva que compensa la capacitiva del cable) aumentando la diferencia de potencial respecto la cabecera. Existe una imposibilidad física de alcanzar el cero ya que el cable está en tensión y las capacidades requieren corriente.

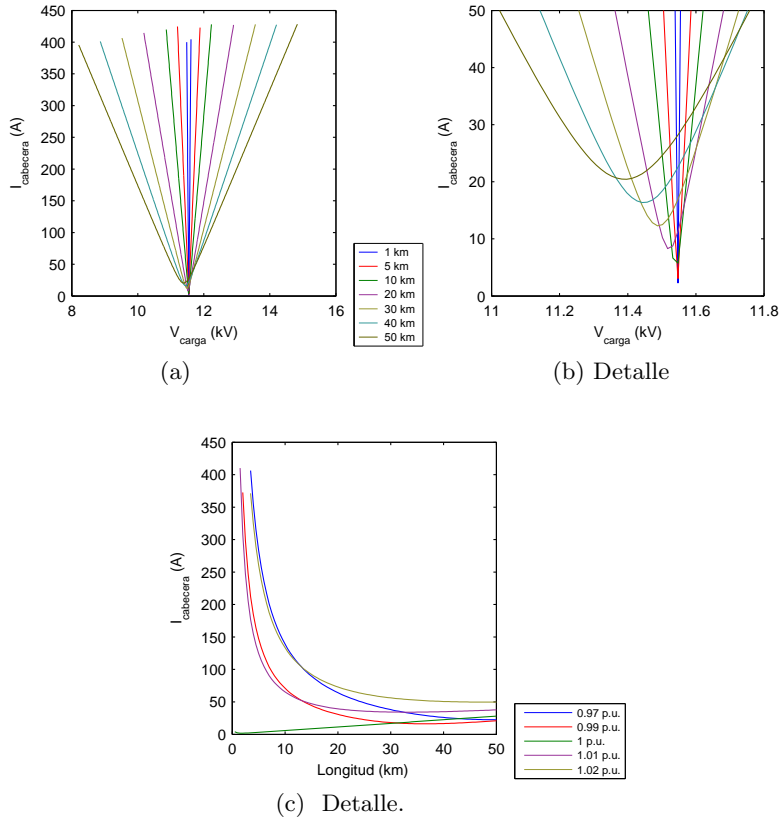


Figura 3.12: Corriente para distintas longitudes de cable.

En la Fig. 3.12c se ha representado la corriente frente a la longitud del cable para cinco condiciones de carga distintas. Tanto cuando la carga consume energía (tensiones inferiores a la de cabecera) como cuando la genera (tensiones superiores), el

aumento de la longitud del cable supone una gran disminución de la corriente que circula por él hasta un mínimo a partir del cual la corriente crece ligeramente. El mínimo se encuentra más desplazado hacia la izquierda (menores longitudes) cuanto menor sea la diferencia respecto la tensión de cabecera. En el caso de tensión de la carga igual a la de cabecera ($V_{carga}=1$ p.u.) el crecimiento es constante. Luego la capacidad del cable crece linealmente con la longitud, si bien la influencia inductiva y resistiva enmascara este fenómeno cuando el flujo de corriente por el cable es alto.

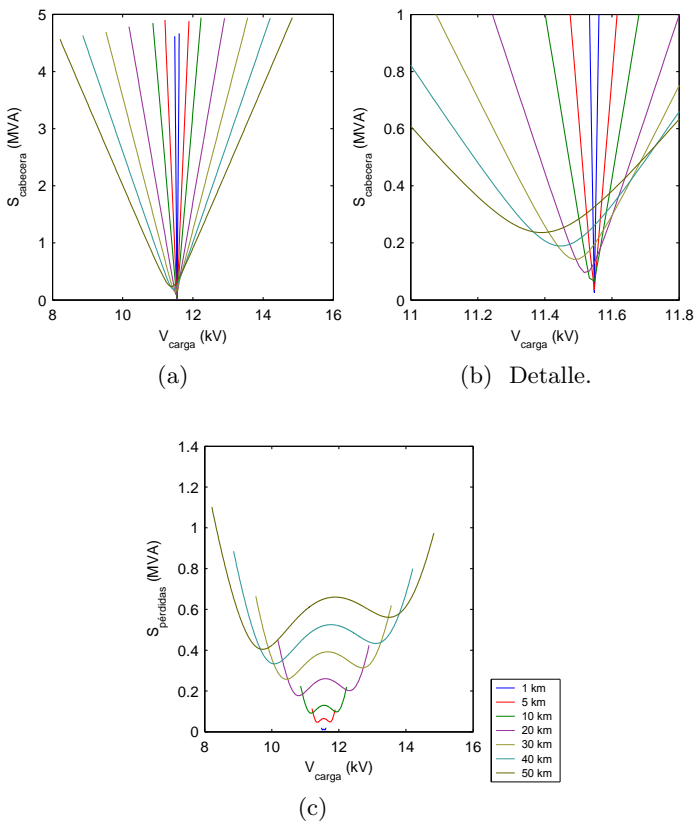


Figura 3.13: Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante (Cont.).

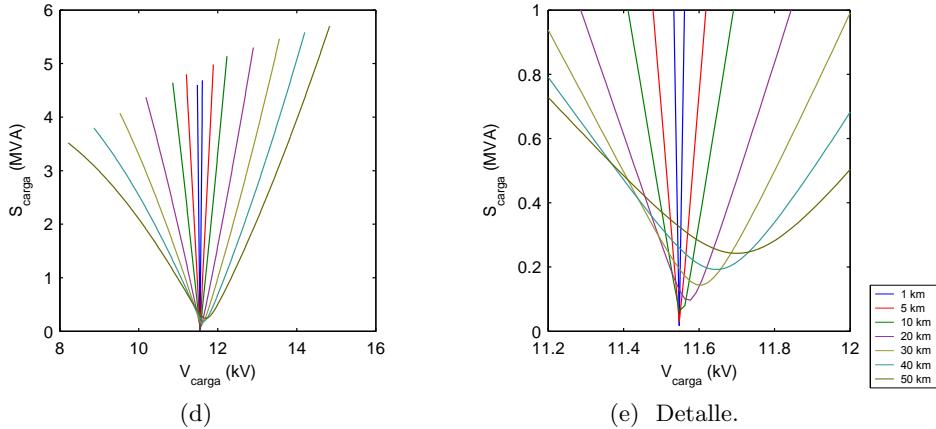


Figura 3.13: Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.

En la Fig. 3.13 se ha representado la tensión en la carga en función de las potencias aparentes en la cabecera, la carga y en el cable. Lo más destacable es el valor que puede alcanzar la potencia de la carga sin sobrepasar la corriente máxima del cable. En la Tabla 3.5 se muestran los valores máximos de potencia aparente, activa y reactiva en la carga y en la línea para las distintas longitudes. Estos datos se extraen de las 3.14b, 3.14a y Fig. 3.13d. La potencia aparente tiene comportamientos contrarios si la carga es pasiva o es activa. Para cargas pasivas disminuye con la distancia y con cargas activas aumenta. Esto significa que la inclusión de una generación al final de líneas largas puede ser menos conflictiva que en el caso de líneas cortas.

Este tipo de carga se puede hacer operar con pérdidas mínimas. En el punto donde la potencia reactiva de pérdidas (Fig. 3.14d) cambia de signo, las curvas de la Fig. 3.13c tienen un mínimo. Se puede apreciar en cualquiera de las dos figuras mencionadas que al aumentar la longitud del conductor los mínimos se desplazan hacia los extremos. Por lo tanto cuanto mayor longitud tiene el cable más potencia se puede transportar operando con potencia de pérdidas mínimas en la red. Si bien esta mínima potencia de pérdidas aumenta con la longitud y es mayor para cargas activas que para pasivas.

L (km)	S_{pasiva} (MVA)	P_{pasiva} (MW)	Q_{pasiva} (Mvar)	S_{activa} (MVA)	P_{activa} (MW)	Q_{activa} (Mvar)
1	4.601	3.341	3.211	4.687	3.410	3.265
5	4.799	3.473	3.275	4.982	3.638	3.414
10	4.642	3.345	3.205	5.137	3.770	3.473
20	4.368	3.122	3.055	5.300	3.930	3.556
30	4.073	2.889	2.871	5.462	4.096	3.614
40	3.796	2.674	2.695	5.585	4.239	3.635
50	3.518	2.462	2.513	5.699	4.383	3.642

Tabla 3.5: Potencias máximas en la carga en función de la longitud

En la Fig. 3.15 se han representado la evolución de las potencias aparentes con la longitud para distintos puntos de operación en la carga. En el caso de $V_{carga}=1$ p.u. tanto las potencias en cabecera (Fig. 3.15a), la potencia en la carga (Fig. 3.15b) como la potencia de pérdidas en la línea (Fig. 3.15c) crecen linealmente. Para longitudes inferiores a los 50 km ninguna de las tres potencias supera los 0.7 MVA. En el caso de tensiones mayores (carga activa) las potencias disminuyen drásticamente con la longitud. Cuanto más próximo se esté al valor de $V_{carga}=1$ p.u. menor serán las potencias en la carga y la cabecera. Algo similar sucede con tensiones de carga inferiores a $V_{carga}=1$ p.u. la única diferencia son las tasas de decrecimiento. Cuando la potencia en la carga decrece a una tasa baja en cabecera lo hace más rápido y viceversa. El crecimiento de las potencia de pérdidas en todos los casos es prácticamente lineal y paralelo entre ellos.

En la Fig. 3.16 se ha desglosado la potencia aparente de la carga y la línea en potencia activa y reactiva. El valor de carga $V_{carga}=1$ p.u. marca la asíntota que siguen todas las demás curvas. En función de si la carga es activa o pasiva las curvas están por encima o por debajo. En cualquier caso, a mayor distancia menor potencia activa en valor absoluto (Fig. 3.16a). Con la potencia reactiva la tendencia es similar, salvo que la carga para $V_{carga}=1$ p.u. inyecta potencia inductiva a la red por lo que para cargas activas hay una determinada longitud en la cual el valor de la potencia reactiva inyectada por la carga es nula. La potencia activa de pérdidas disminuye con la longitud (Fig. 3.16c) esto se debe a que el flujo de potencia entregado o demandado por la carga manteniendo la tensión constante no es independiente de la

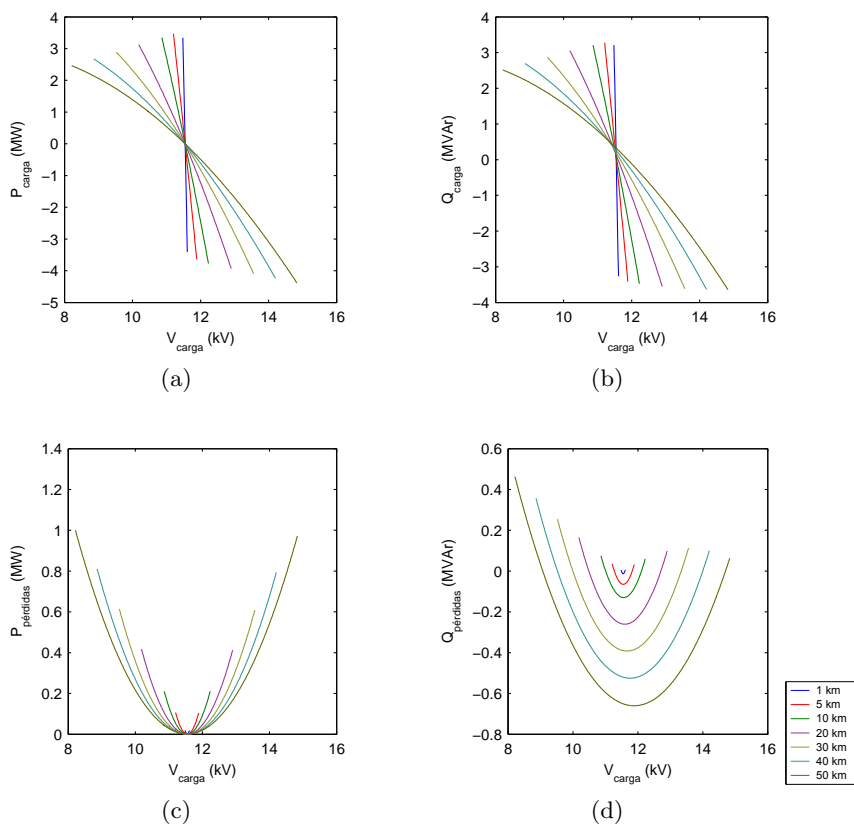


Figura 3.14: Potencias activa en la carga, reactiva en cabecera y activa en la línea para varias longitudes de cable.

longitud del cable. Al aumentar su longitud aumenta la impedancia oponiéndose al tránsito de la corriente por el cable y por tanto al flujo de potencia entre cabecera y carga.

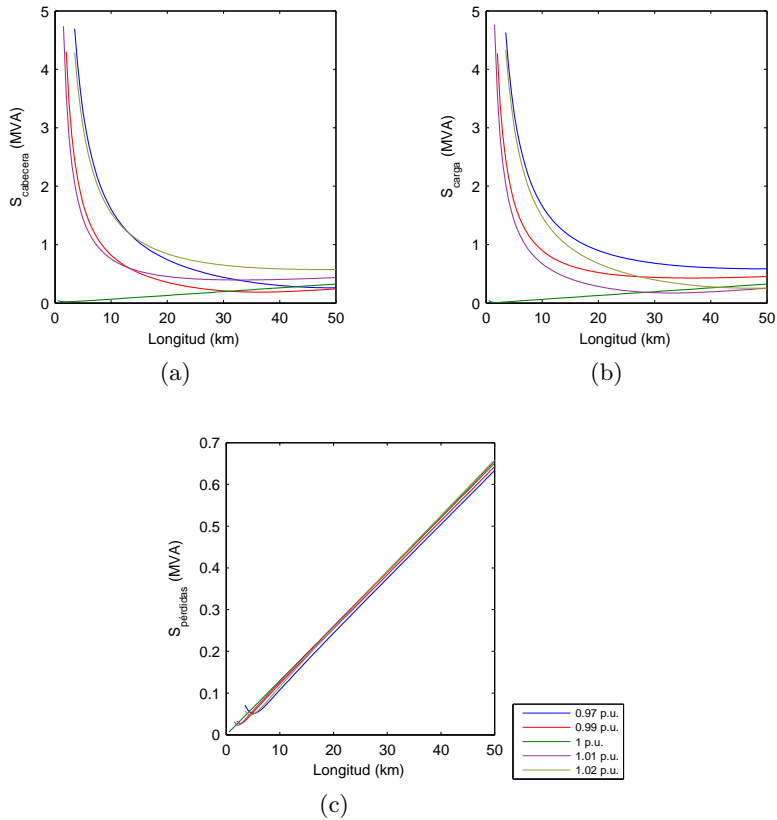


Figura 3.15: Potencias aparente en cabecera, carga en función de la longitud del cable y distintos módulos de tensión en la carga.

3.3.3. Variación de la sección de la línea y el ángulo de la tensión en la carga

En los siguientes apartados se estudia la influencia de la variación del ángulo de tensión en la carga. Para ello se mantiene constante el módulo de la tensión e igual al módulo de la tensión en cabecera. En la Fig. 3.17 se ha representado la corriente en la cabecera de la línea en función de la variación de dicho ángulo. Se observa como el rango de ángulos en los que puede operar la carga en ningún caso rebasa los

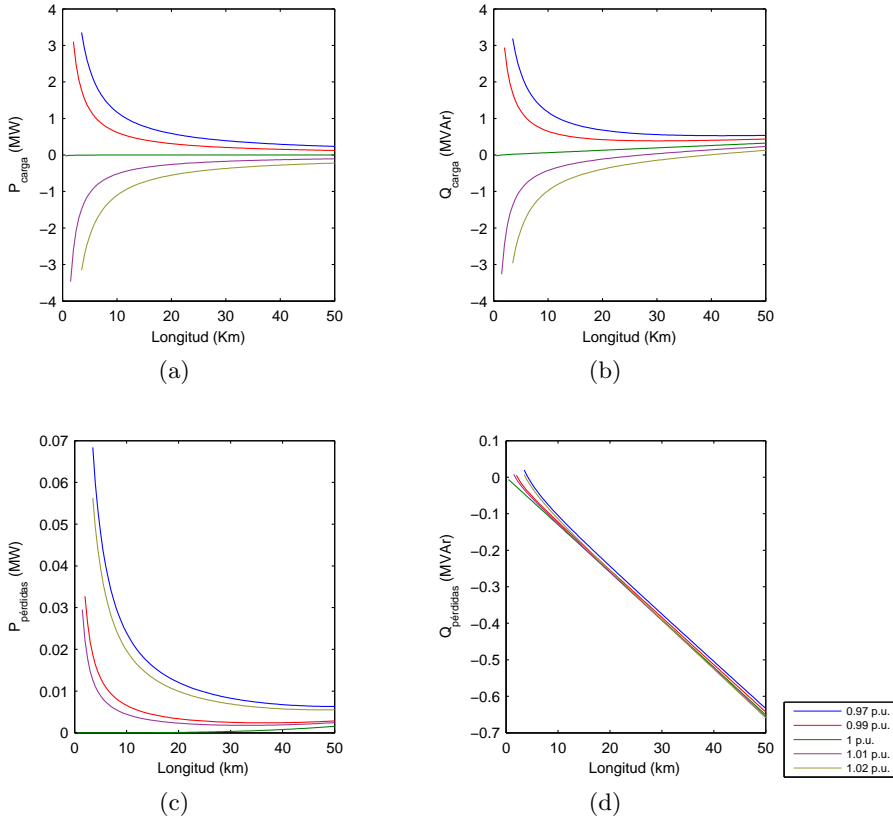


Figura 3.16: Potencias activa en la carga, reactiva en la cabecera y activa en la línea para distintos módulos de tensión en la carga.

$\pm 5^\circ$ sin superar la corriente máxima del cable. Cuanto mayor es la sección del cable más rápido sube la corriente al variar el ángulo en la carga. El límite del ángulo se encuentra para la mayoría de las secciones en torno a los $\pm 4^\circ$.

En la Fig. 3.18 se han representado las potencias aparentes en la carga, la cabecera y la línea. Al igual que en el caso de la variación del módulo de la tensión, la potencia de pérdidas en la línea muestra dos mínimos. Uno en el caso de que la carga

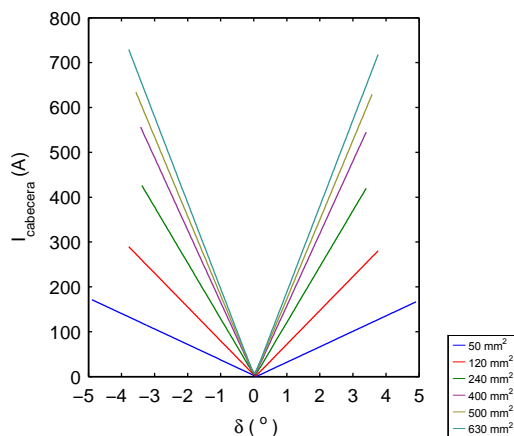


Figura 3.17: Corriente en función del ángulo de la carga para distintas secciones de cable.

actúe absorbiendo potencia y otro en el caso de que vierta potencia a la red. Los ángulos en los que se encuentran estas potencias son de $\pm 2^\circ$. Cuanto mayor sección del cable mayores serán las pérdidas entorno a los 0° . Para ángulos de operación de la carga entorno al mínimo en pérdidas, estas pérdidas son prácticamente iguales, salvo en el caso del cable de 50mm^2 que tiene una capacidad mucho más baja que el resto y por tanto también menos pérdidas. Tanto la potencia aparente en cabecera 3.18a, como la potencia aparente en la carga 3.18b siguen tendencias muy parecidas. Cuanto mayor es la sección del cable, mayor es la tasa de crecimiento de la potencia con la variación del ángulo.

En la Fig. 3.19 se han descompuestos las potencias aparentes de la carga y de pérdidas en sus componentes activa y reactiva. Los máximos de potencia activa en la carga se pueden consultar en la Tabla. 3.6. Los signos menos indican potencia vertida a la red según el criterio usado a lo largo de toda la exposición. El aumento de la sección supone un aumento en la potencia activa máxima en la carga. La potencia reactiva tiene un comportamiento distinto, ya que el máximo absorbido en carga activa se produce para el cable de de 240mm^2 de sección. En el caso de carga pasiva, el máximo de la potencia reactiva aumenta con la sección, si bien hay que

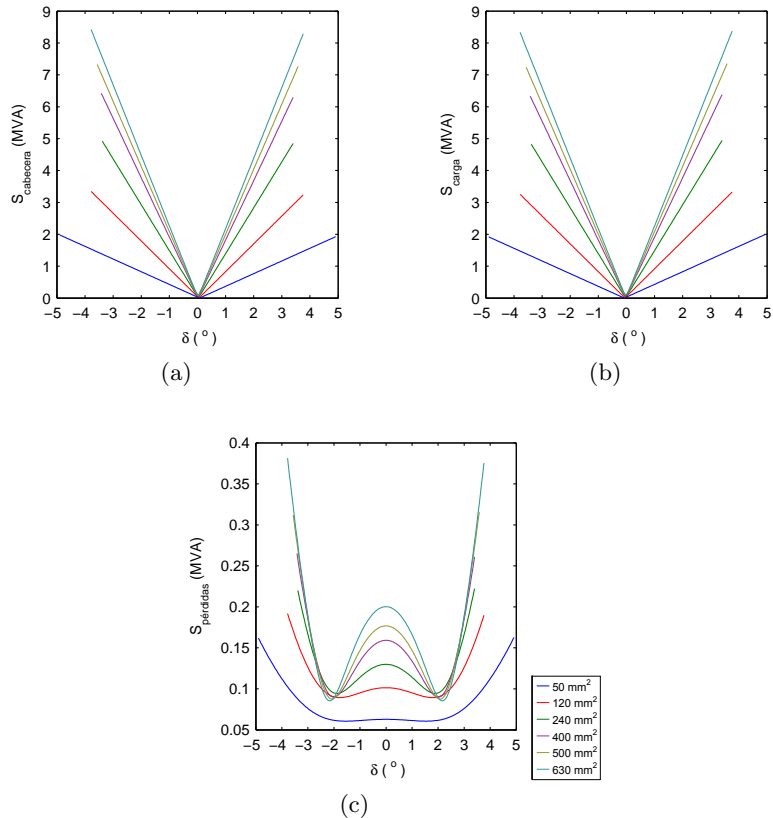


Figura 3.18: Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión la de cabecera y ángulo constante.

tener en cuenta que la tasa de crecimiento con la variación del ángulo de la carga para el cable de 240mm² de sección está entre el de 400mm² y 500mm².

En el caso de potencias de pérdidas en la línea, los máximos se encuentran en los extremos de las curvas de las Fig. 3.19c y 3.19d. Cuanto mayor sea la sección mayores son las pérdidas. Un aumento de la sección no significa un gran aumento en las pérdidas activas, ya que los máximos se encuentran muy próximos para las secciones

S (mm^2)	P_{activa} (MW)	Q_{activa} (Mvar)	$P_{perd.}$ (MW)	$Q_{perd.}$ (kvar)	P_{pasiva} (kW)	Q_{pasiva} (Mvar)	$P_{perd.}$ (kW)	$Q_{perd.}$ (kvar)
50	-0.596	1.893	161.6	-18.89	0.486	-1.869	160.7	-18.63
120	-1.646	2.89	189.9	1.58	1.463	-2.907	191.9	0.43
240	-3.466	3.522	211.0	67.91	3.242	-3.575	209.3	69.65
400	-5.336	3.503	212.4	155.1	5.155	-3.678	215.1	151.3
500	-6.464	3.507	226.1	216.9	6.213	-3.711	224.3	220.2
630	-7.651	3.402	233.0	300.0	7.459	-3.719	235.7	294.4

Tabla 3.6: Potencias máximas activas, reactivas en la carga y de pérdidas en función de la sección del cable

más grandes. En cambio si supone un gran aumento de la potencia reactiva en la línea. Si lo que se desea es que la línea funcione con potencia reactiva compensada, se puede calcular el ángulo de la carga sin más que hacer la intersección de cada curva de la Fig. 3.19d con el eje de abscisas. Cuanto más grande sea la sección, menor es este ángulo. Para secciones superiores a $120mm^2$ está entorno a $\pm 2^\circ$ dependiendo si la carga es activa o pasiva.

El comportamiento de las potencias aparentes de cabecera y carga es similar a las de las corrientes (Fig. 3.20). Cuanto mayor es la longitud del cable mayor es el rango de valores en los cuales la carga puede operar. La diferencia estriba en el mínimo de potencia, que en el caso de la potencia de cabecera se produce para valores positivos del ángulo en la carga y en el caso de la potencia en la carga se produce para valores negativos. La magnitud del mínimo en ambos casos es la misma, longitud a longitud. Para entender esto hay que tener en cuenta el balance de potencias entre la cabecera y la carga. Según la Fig. 3.21 cuando la carga absorbe potencia activa, aporta reactiva y viceversa. En el caso de carga activa (potencias activas negativas) todo el aporte de potencia reactiva a la línea y a la carga lo hace la cabecera. En el caso contrario de que la carga sea pasiva (ángulos negativos), el comportamiento de la carga es como el de un condensador y una resistencia. Por tanto aporta la potencia reactiva del cable. Es por ello que el mínimo de la potencia aparente en la carga se produce para esos ángulos negativos.

En el caso de las potencias de pérdidas, la Fig. 3.20e muestra los mínimos de los que ya se comentaron en el caso del estudio de la sección del cable. Lo que se aprecia es una ampliación y una traslación de la curva hacía arriba con el aumento

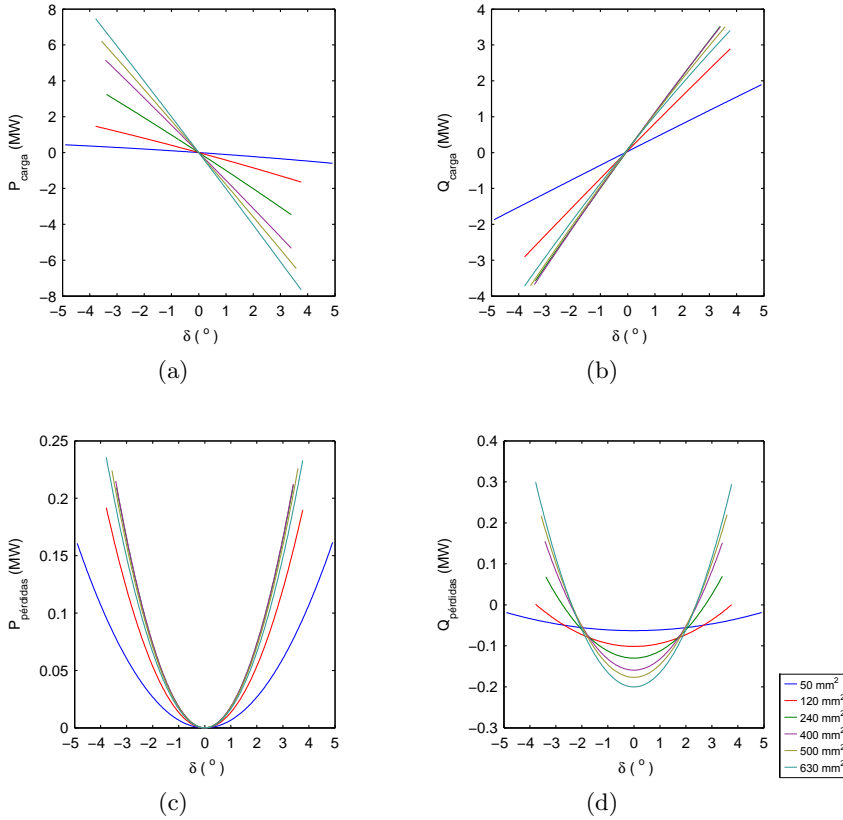


Figura 3.19: Gráficas tensión potencia activa, reactiva en la carga y potencia activa, reactiva de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.

de la longitud del cable, si se fija uno en el máximo de pérdidas que se produce con ángulos próximos a cero. Cada 10km de aumento en la longitud del cable se produce un aumento de 0.13MVA en las pérdidas. Si se hace la separación en componentes activas y reactivas se obtienen las curvas de las Fig. 3.21c y 3.21d. Se observa como la potencia de pérdidas activa es nula cuando el ángulo en la carga es cero. En cuanto el ángulo aumenta, la potencia activa de pérdidas aumenta con un crecimiento parabólico. En el caso de la potencia reactiva en la línea, también

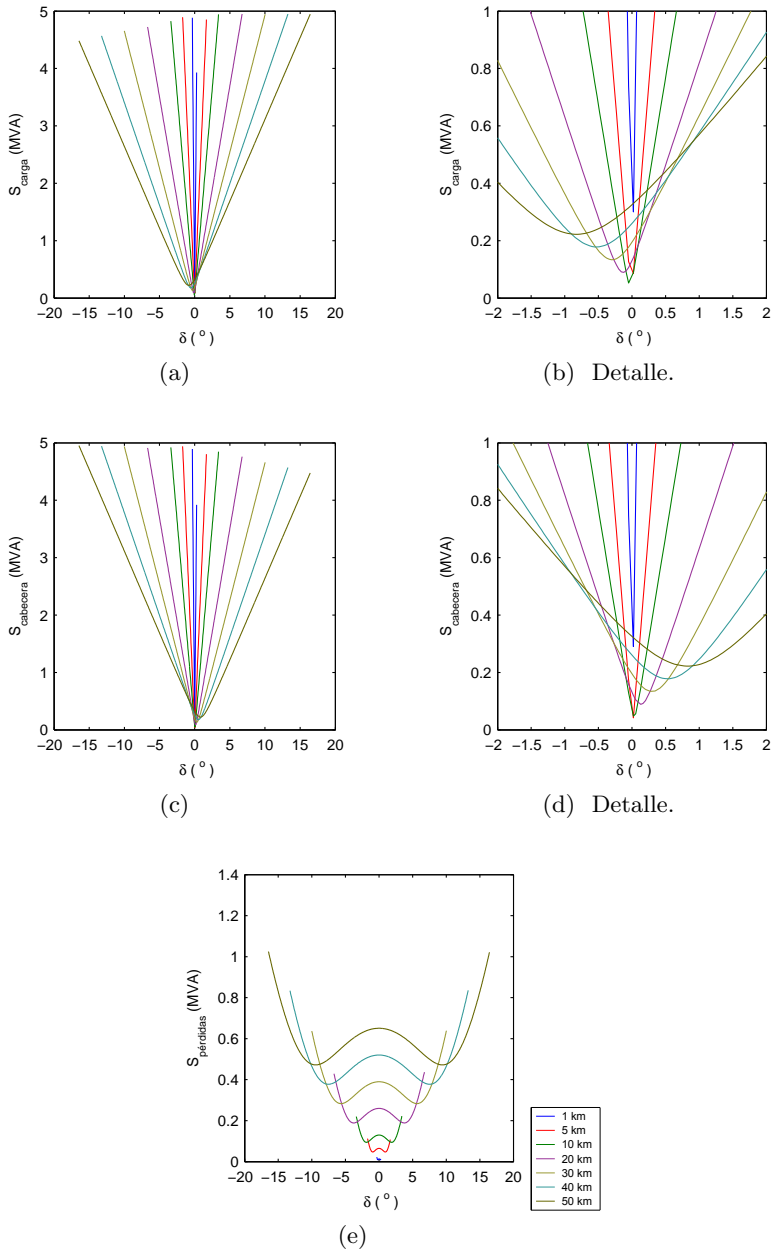


Figura 3.20: Potencia aparente en la cabecera, en la carga y de pérdidas en la línea para una carga de tensión constante.

las curva son parábolas que sufren una ampliación y traslación vertical hacia abajo. Cada curva tiene un mínimo que es menor cuando aumenta la longitud del cable (en valor absoluto es mayor, para aclarar la cuestión del signo). Esto es lógico, pues con la longitud aumenta la capacidad del cable y por tanto la potencia reactiva aportada.

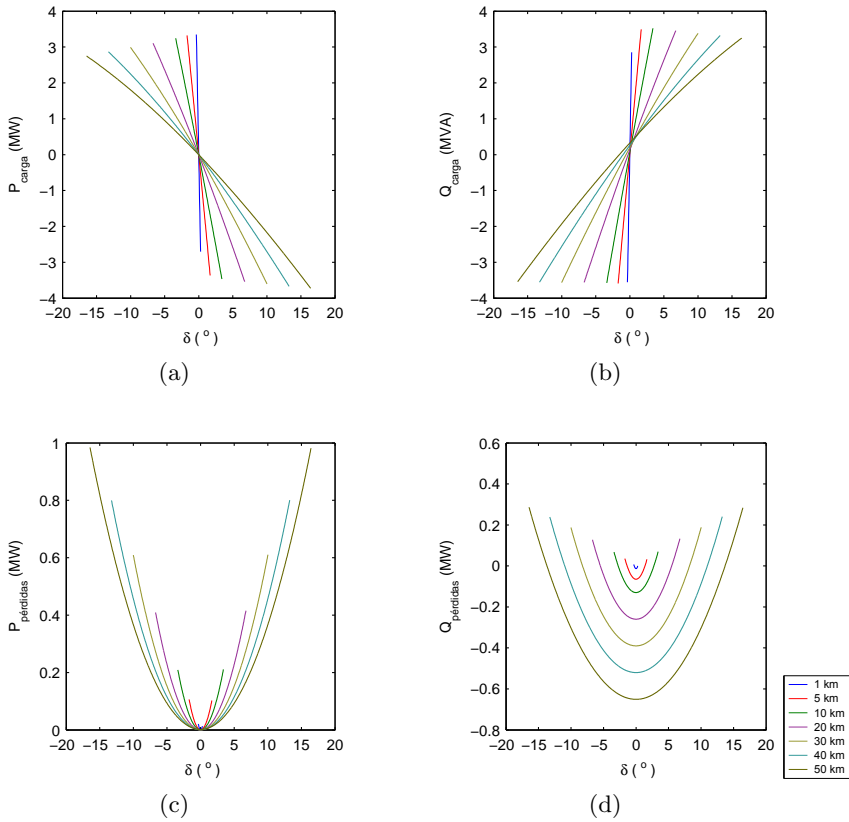


Figura 3.21: Gráficas tensión potencia activa, reactiva en la carga y potencia activa, reactiva de pérdidas en la línea para distintas secciones de cable.

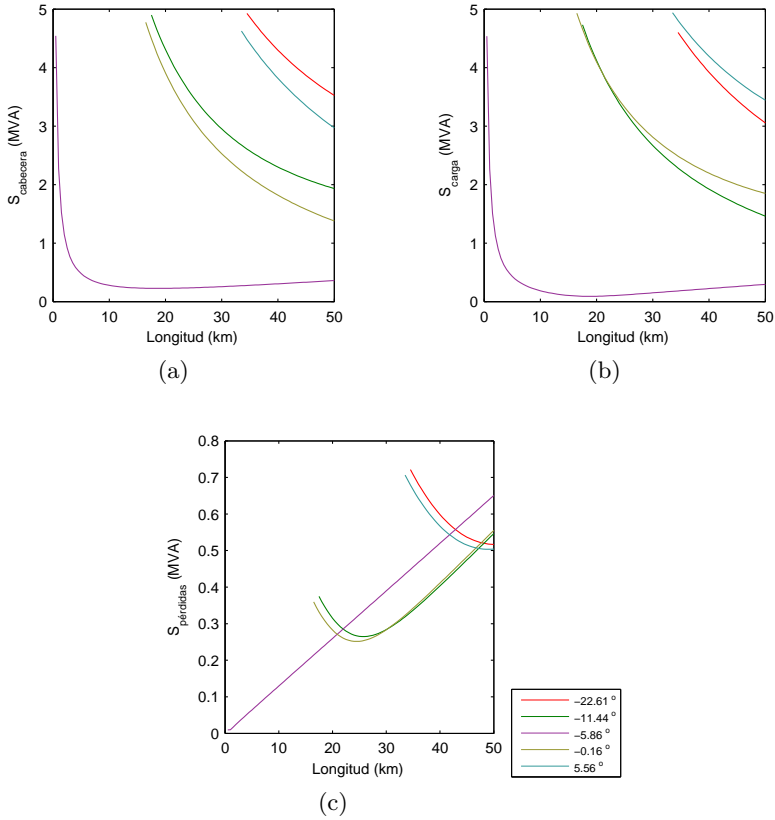


Figura 3.22: Potencias aparente en cabecera carga y línea en función de la longitud del cable y distintos ángulos de tensión en la carga.

3.3.4. Variación de la longitud del la línea y el ángulo de la tensión en la carga

Para distintos ángulos de operación en la carga se ha representado la evolución de las potencias aparentes en función de la longitud del cable (Fig. 3.22). La tendencia es de disminución de las potencias en cabecera y en la carga, y aumento de la potencia de pérdidas. Con valores de la carga próximos a los -5° se obtiene una potencia de pérdidas lineal. Con valores mayores y menores, las pérdidas tienen un mínimo

para una longitud concreta que será tanto más pequeña cuanto más próximo esté de los -5° .

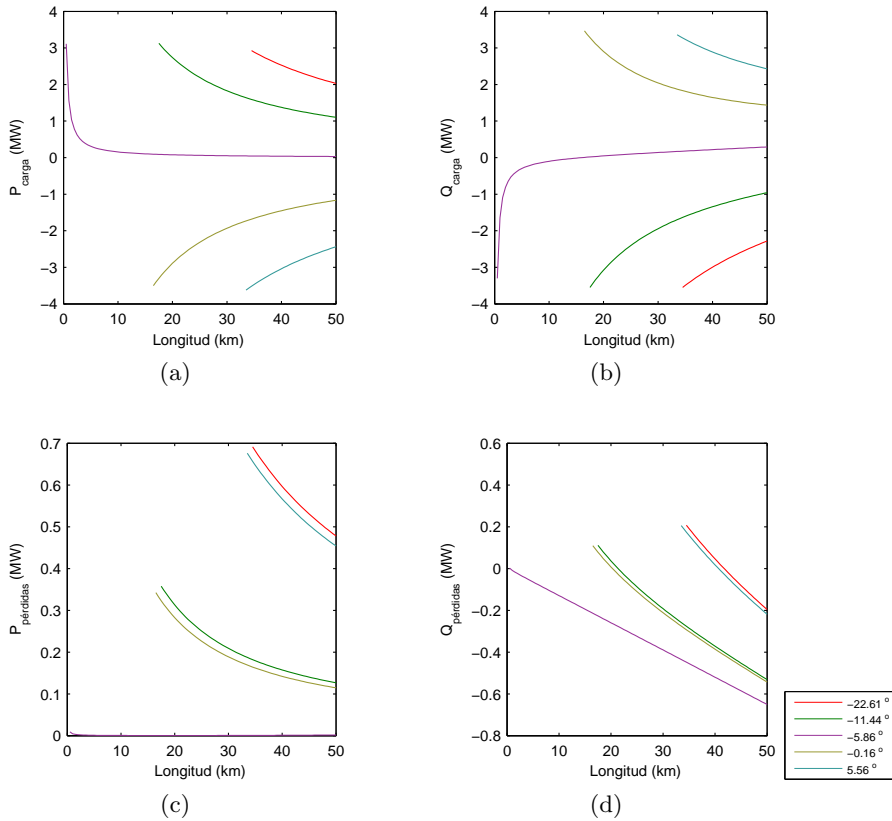


Figura 3.23: Potencias activa en la carga, reactiva en la cabecera y activa en la línea para distintos ángulos de tensión en la carga.

La descomposición de la potencia aparente en activa y reactiva para la carga y la línea se muestran en la Fig. 3.23. Se observa que cuando la carga vale -5.86° , la potencia activa es casi nula para grandes longitudes y tampoco circula potencia por la línea. Sin embargo para ángulos mayores la carga entrega potencia activa y

consume reactiva. El máximo transmisible para un determinado punto de funcionamiento de la carga se desplaza a longitudes más grandes en cuanto nos separamos del ángulo de -5.86° . Lo mismo sucede en el caso de que la carga tenga ángulos menores a los -5.86° , salvo que en este caso la potencia activa es consumida y la reactiva entregada. La potencia reactiva en la línea (Fig. 3.23d) se vuelve negativa en cuanto supera un umbral de longitud, como corresponde a una gran capacidad, ya que la carga no es capaz de compensar esa potencia. En cualquier caso las pérdidas no superan el megavatio para ningún caso de ángulo en la carga que esté dentro de los límites de corriente máxima del cable.

3.4. Influencia de una carga de potencia controlable

Este apartado cuenta con tres secciones. En las dos primeras la carga ni entrega ni consume potencia reactiva, sólo entrega o consume potencia activa. En la tercera se hace variar el factor de potencia (FP) en la carga. Para todos los puntos de operación de la carga se estudian la influencia de la de sección y la longitud del cable, como se ha hecho en los anteriores tipos de cargas.

3.4.1. Variación de la sección de la línea con factor de potencia la unidad en la carga

El perfil de tensiones que se consigue al variar la potencia activa en el nudo de carga se muestra en la Fig. 3.24. El aumento de sección del cable supone que las variaciones de la tensión en el nudo son de menor pendiente. Se rebasan los límites de corriente en el cable antes de alcanzar los límites de calidad de tensión en él. La tensión nominal en la carga es igual a la tensión en cabecera para potencias de carga positiva. Todas las curvas cortan la horizontal 1 p.u. en el intervalo 0–0.3MW.

En la Fig. 3.25 se muestra la corriente en la cabecera de la línea. Se aprecia que la pendiente de crecimiento de la corriente es casi independiente de la sección del cable. Los límites de potencia transmitida dependen de si la carga es activa o pasiva. Así se desprende de las cantidades que se muestran en la Tabla. 3.7. Se observa que el límite de potencia es mayor para la carga activa que para la pasiva, lo que es un punto a favor de la integración de la GD. Un aumento de la sección del cable supone

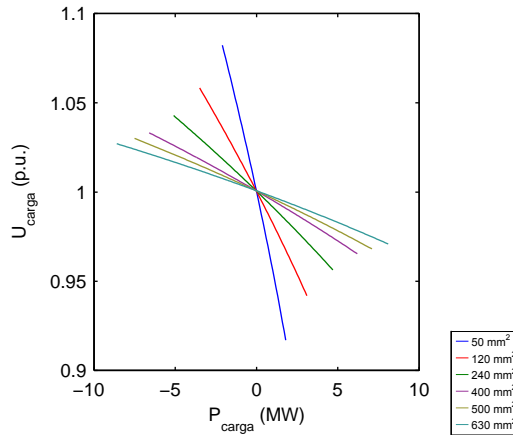


Figura 3.24: Valores de tensión cuando la carga es pasiva o activa para distintas secciones de cable.

un aumento en el rango de potencias en los que puede operar la carga. Para una sección de 50mm^2 el rango es de 3.9 MW. Para una sección de 630mm^2 es de 16.7 MW, luego aumentar la sección en 12.6 veces supone aumentar el rango de operación de la carga en 4.3 veces y el máximo en una razón de 4 a 4.5 veces. Por lo tanto si se desea aumentar la integración de la GD, se han de incluir otras medidas que ayuden a mejorar los máximos y los rangos de operación.

Las curvas de potencia aparente en cabecera (Fig. 3.26a) son muy parecidas a las de corriente. Si embargo indican que el consumo de potencia reactiva de la línea es más importante con el aumento de la sección. La Fig. 3.26b muestra la potencia aparente de pérdidas en la línea. Los máximos de pérdidas se encuentran en los extremos de las curvas. La tendencia de cuanto más potencia transmitida mayores pérdidas en la línea se rompe para potencia bajas, donde existe un máximo relativo que es mayor conforme aumenta la sección. Los puntos en los que la carga opera con pérdidas mínimas depende de la sección. En la Tabla. 3.8 se muestran estos puntos de operación con pérdidas mínimas, tanto para cargas activas como pasivas. El cable de 50mm^2 tiene un comportamiento un poco distinto al resto debido a su baja capacidad. Para grandes secciones la carga debe operar entorno a los 4MW para trabajar

S (mm^2)	Activa (MW)	Pasiva (MW)
50	-2.1	1.8
120	-3.5	3.1
240	-5.1	4.7
400	-6.6	6.2
500	-7.5	7.1
630	-8.6	8.1

Tabla 3.7: Valores de potencia máxima transmisible en función de la sección del cable.

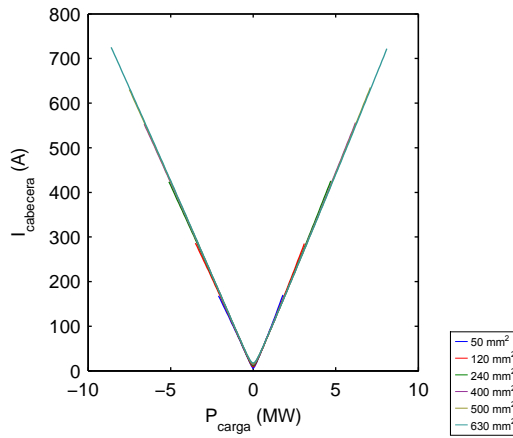


Figura 3.25: Valores de Corriente cuando la carga es pasiva o activa para distintas secciones de cable.

con la potencia mínima de pérdidas en la línea. En estos caso las pérdidas serán menores cuanto mayor sea la sección. Las diferencias de pérdidas entre potencias para cargas activa y pasivas no es muy significativa.

Para ver como se comportan las potencias activas y reactivas en la línea se ha dibujado la Fig. 3.27. En la Fig. 3.27a se muestra que el crecimiento de las pérdidas

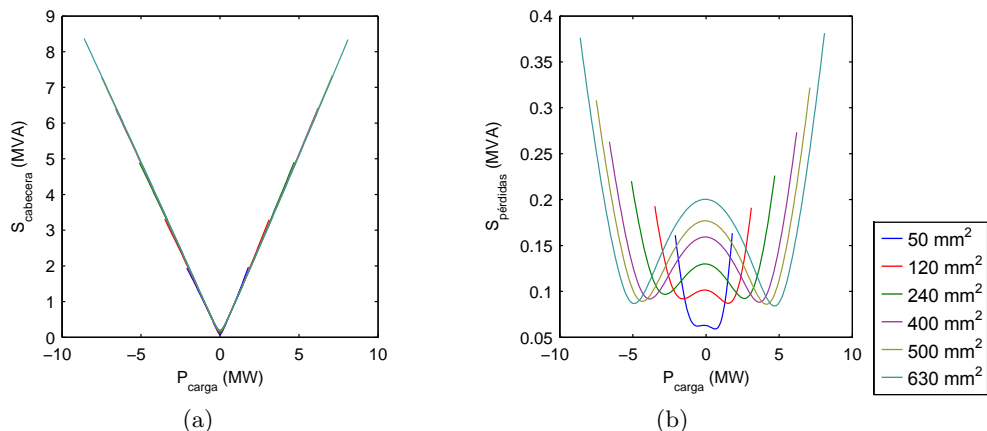


Figura 3.26: Potencia en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea para distintas secciones de línea al variar la potencia activa en la carga.

S (mm^2)	activa		pasiva	
	P (MW)	S_p (kVA)	P (MW)	S_p (kVA)
50	-0.6	62.18	0.6	59.08
120	-1.6	91.86	1.5	86.98
240	-2.8	96.73	2.6	92.24
400	-3.8	91.8	3.6	88.24
500	-4.3	89.18	4.1	86.01
630	-4.9	86.75	4.7	84.01

Tabla 3.8: Puntos de operación de pérdidas mínimas para una carga de potencia constante y FP=1.

sigue una tendencia parabólica. El máximo de pérdidas activas en la línea está comprendido entre 0.15 y 0.25MW según la sección escogida.

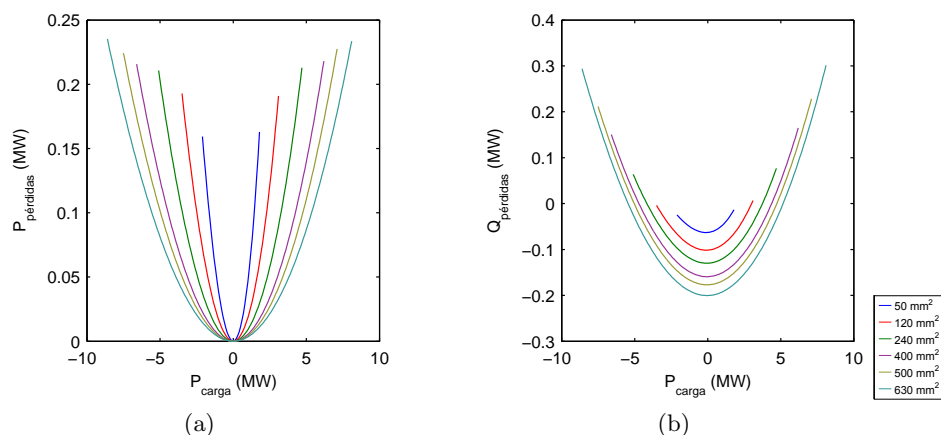


Figura 3.27: Potencia para distintas secciones de línea al variar la potencia activa en la carga.

3.4.2. Variación de la longitud de la línea con factor de potencia la unidad en la carga

En este apartado se estudia la influencia de la longitud del cable fijando la sección, usando una carga de potencia constante y $FP=1$. En la Fig. 3.28 se muestra la tensión en la carga cuando se varia la potencia en ella. En la Fig. 3.28a se ha representado la variación de la tensión en el nudo de carga cuando varia la potencia en ella para un conjunto de longitudes de cables. Se observa que para cargas activas el aumento de la potencia activa en la red supone un aumento de la tensión en el nudo de carga. Sin embargo para cargas pasivas la tensión en el nudo disminuye con el aumento de la carga. Con cargas activas, cuanto más largo es el cable, el valor absoluto de las potencias máximas son mayores. Por contra para cargas pasivas la máxima potencia es menor cuanto más largo es el cable.

En la Fig. 3.28b se ha representado la evolución de la tensión cuando se aumenta la longitud del cable para distintas cargas de potencia constante. Cuanto menor es la longitud, las diferencias de tensión en la carga son menores y viceversa. La variación de la tensión es prácticamente lineal con la longitud.

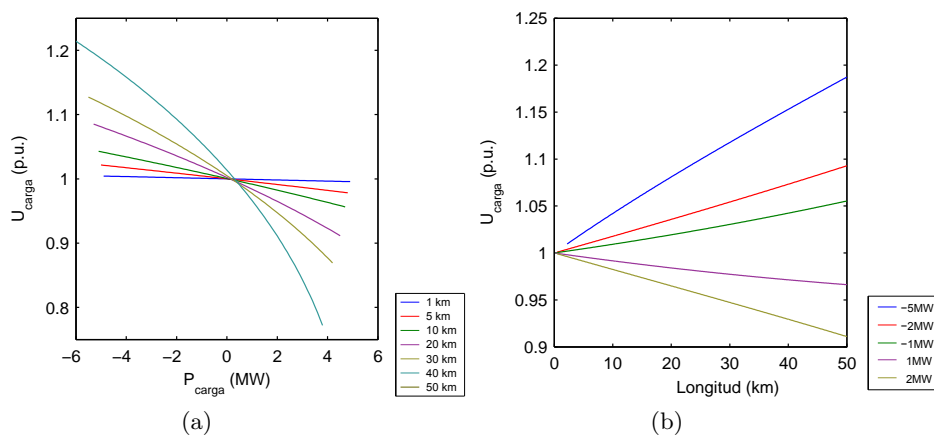


Figura 3.28: Valores de tensión cuando la carga es pasiva o activa para distintas longitudes de cable y $S=240\text{mm}^2$.

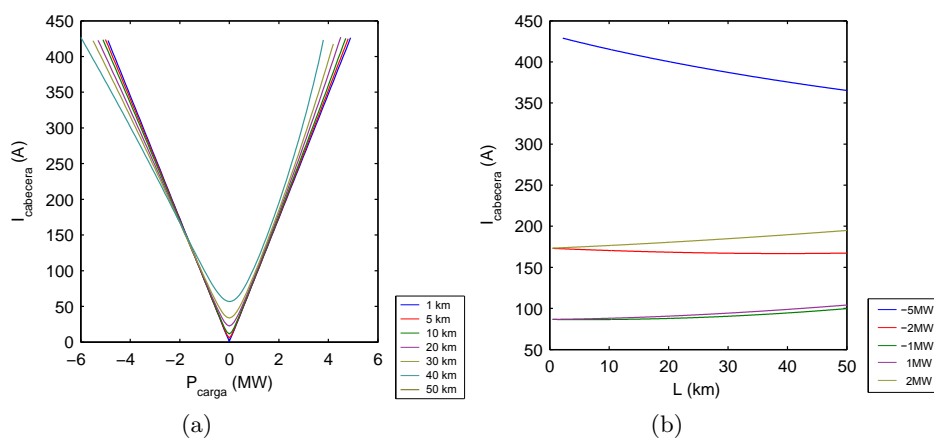


Figura 3.29: Valores de Corriente cuando la carga es pasiva o activa para distintas longitudes de cable y $S=240\text{mm}^2$.

Al igual que en el caso de la tensión, la Fig. 3.29 muestra la variación de la corriente en función de la longitud del cable. La Fig. 3.29a nos indica que la corriente es prácticamente proporcional a la potencia suministrada o solicitada por la carga. El mínimo de corriente en la cabecera se consigue para potencia en la carga cero. Esta corriente nunca es cero debido a la capacidad del cable y sólo se aproxima al valor nulo cuando la longitud del cable es muy pequeña. Uno de los aspectos que más llaman la atención es que las curvas están giradas unos pocos grados hacia la izquierda. Es consecuencia de lo descrito para las tensiones. Cuanto más largo es el cable, el máximo de potencia activa que puede entregar la carga es mayor y por contra el máximo de la carga pasiva será menor.

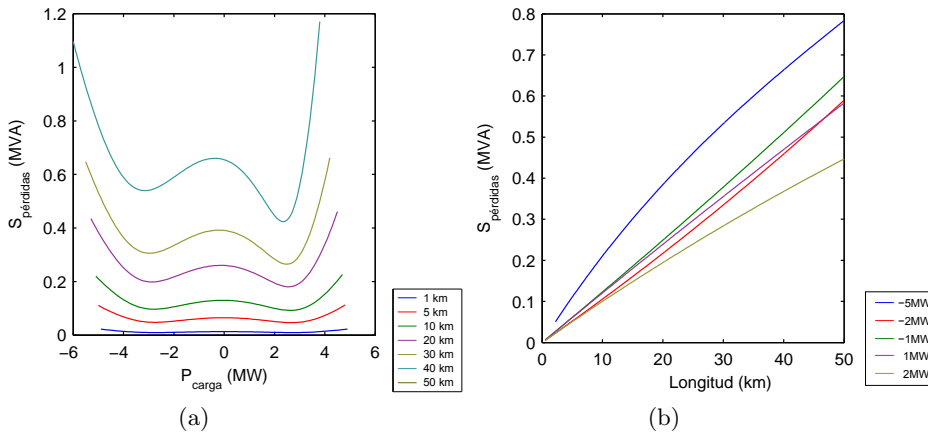


Figura 3.30: Potencia en la cabecera, en la carga y las pérdidas en la línea para distintas longitudes de línea al variar la potencia activa en la carga. Sección de la línea $S=240mm^2$

En la Fig. 3.29b se puede ver la evolución de la corriente cuando se aumenta la longitud del cable. Para una carga activa de 5MW y 2MW (signo negativo en la gráfica) la corriente disminuye al aumentar la longitud del cable. Para potencias inferiores a estos 2MW la tendencia se invierte. Cuando aumenta la longitud, la corriente aumenta. Esto se debe a que estas pequeñas potencias no hacen circular una corriente inductiva suficientemente grande como para compensar la corriente capacitiva.

En la Fig. 3.30 se han representado las potencias aparentes de pérdidas. Como se ha visto en los otros tipos de cargas analizadas existen un máximo local cuando no hay flujo de potencia y dos mínimos de pérdidas (Fig. 3.30a). Un mínimo corresponde a la carga pasiva y otro a la carga activa. En este caso las diferencias entre los mínimos se acentúan con la distancia. Las pérdidas mínimas son menores para las cargas pasivas que para las activas. En la Fig. 3.30b se muestra la evolución de las pérdidas con la longitud. Cuanto mayor es la longitud mayores son las pérdidas y sólo hay diferencias en la forma que tienen de crecer estas pérdidas en función de si la corriente inductiva que circula por el cable es capaz de compensar la componente capacitiva. Cuanto más próxima a ese punto se encuentre la carga, más lineal serán las pérdidas (valores de 2 y 1MW). Cuanto más separadas están del punto, tienen un comportamiento más cuadrático.

En la Fig. 3.31 se han descompuesto las potencias aparentes de la Fig. 3.30 en sus componentes activa y reactiva. La potencia activa en la línea (Fig. 3.31a y 3.31c). El aumento de la longitud provoca un aumento en las pérdidas, que será mayor cuanto mayor es la potencia solicitada por la carga. En cualquier caso la potencia activa de pérdidas no supera los 1.2MW en el caso más desfavorable de longitud de 50km y potencia entregada la carga de -6MW. Las potencias reactivas (Fig. 3.31b y 3.31d) indican que la capacidad del cable es la principal causante de su aumento. Cuanto más larga sea la línea mayor potencia reactiva capacitiva se necesita. El máximo se produce entorno a 0MW de potencia activa en la carga, que en el caso de 50km vale -0.66Mvar. Cuando la demanda de corriente por la carga es lo suficientemente alta la componente inductiva del cable es predominante. Cuando la carga es pasiva este cambio de signo se produce para potencias de la carga menores cuanto mayor sea la longitud del cable y viceversa. En la Fig. 3.31d se observa un máximo de potencia reactiva inductiva en la línea para una longitud de unos 20km. Sin embargo como el resto de potencias seleccionadas para representar las pérdidas reactivas frente a la longitud son muy pequeñas, no son capaces de que exista una corriente longitudinal en la línea que compensen las corrientes transversales y por ello las pérdidas son capacitivas.

Como resumen a lo dicho referente a la longitud y sección del cable, se ha elaborado la Fig. 3.32. En ellas se han representado los máximos de potencia en la carga frente a la longitud para las distintas secciones. En la Fig. 3.32a para calcular estos

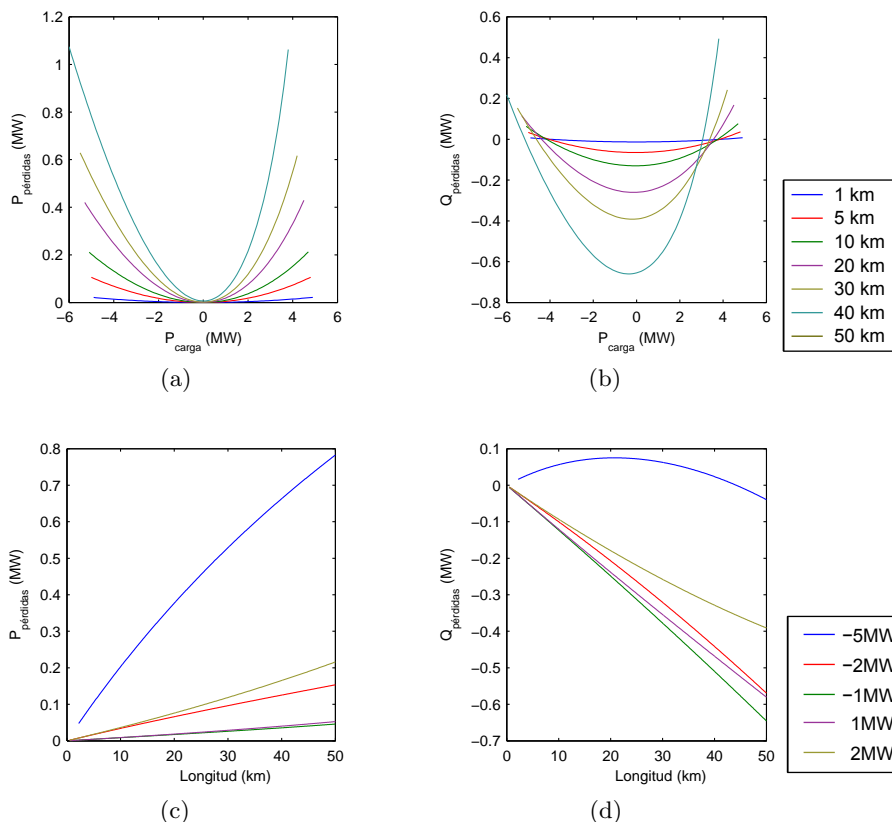


Figura 3.31: Potencia para distintas longitudes de línea al variar la potencia activa en la carga.

máximos se han tenido en cuenta únicamente los límites térmicos de cada sección de cable. Todos los puntos que se encuentren debajo de la curva de sección dada son válidos para la operación de la carga. Por ejemplo para la sección de 240mm^2 el máximo de potencia en la carga para cables de longitud corta es menor de 5MW y este valor disminuye cuando aumenta la longitud del cable. Si el cable tiene 50km la potencia máxima con la que puede ser cargado dicho cable es menor de 4MW. Por ello se puede asegurar que cualquier carga menor de 4MW se puede conectar a un

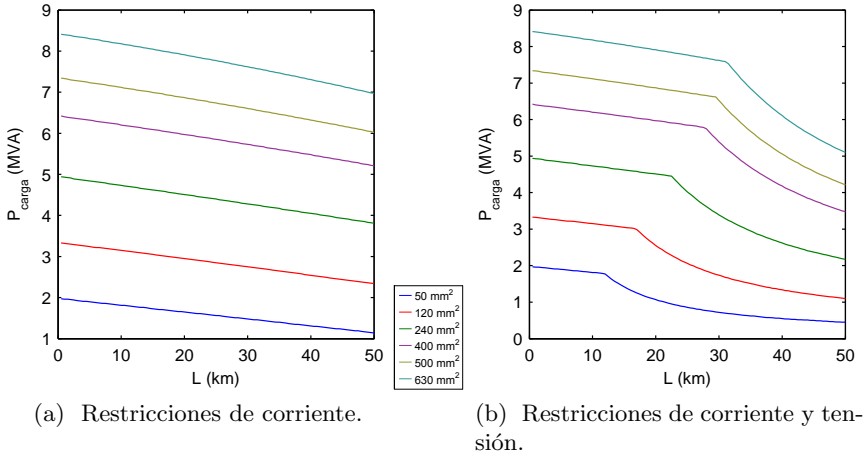


Figura 3.32: Potencia máxima para varias secciones en función de la longitud.

cable de sección de 240mm^2 , siempre y cuando esta longitud sea menor de 50km. Si además de tener en cuenta el límite de corriente se tiene en cuenta el límite de calidad de tensión del $\pm 10\%$ la gráfica es la Fig. 3.32b. En ella se aprecia como a partir de cierta longitud, que depende de la sección, el máximo de potencia en la carga disminuye rápidamente. Esta longitud es a partir de la cual las condiciones de tensión se imponen a las de corriente. Para el cable de 240mm^2 se puede decir que una carga de 2 MW puede operar con longitudes inferiores a 50km sin rebasar los límites de corriente y de tensión. En el caso de cables inferiores a 25km la carga puede llegar a los 4MW.

3.4.3. Variación del factor de potencia de la carga

En esta sección la carga de potencia constante varía en función de su FP, por lo que hay un aporte o consumo de potencia reactiva no sólo por parte de la línea, sino también de la carga. Como ya se ha visto en los apartados anteriores cuanto mayor es la longitud del cable más potencia reactiva capacitiva se ha de aportar para su energización; y cuando por el cable circula una gran cantidad de corriente, la propia inductancia del cable compensa esa potencia capacitiva. También se vio bajo que

condiciones de potencia activa en la carga se alcanzaban los máximos de corriente en el cable y límites de tensión en el nudo de carga. Se persigue conocer de qué manera el aporte de potencia reactiva (bien sea capacitiva o inductiva) por parte de la carga puede hacer que se aumente el margen de potencia activa suministrada (en el caso de GD) o consumida en la carga.

En la Fig. 3.33 se ha representado la evolución de las tensiones y las corrientes para distintos valores de FP en la carga. En la Fig. 3.33a se muestran las tensiones que se alcanzan cuando la carga consume potencia activa de 2MW y varía el FP (positivo, potencia reactiva inductiva; negativo, potencia reactiva capacitiva). Cuanto más capacitiva es la carga menor influencia tiene la longitud del cable sobre el perfil de tensiones, pudiendo mantenerse muy próximo a la tensión en cabecera con FP bajos. Cuando el FP es inductivo la tensión cae rápidamente con la longitud. Si se tiene en cuenta el límite inferior de tensiones permisibles en el nudo de carga, vemos como un FP bajo corta la horizontal de 0.9 p.u. en longitudes menores. Las corrientes de estas cargas se han representado en la Fig 3.33c. En ella se muestra que el mínimo de corriente se obtiene para $FP=1$. Cuanto más separado esté de este valor más corriente se aporta a la línea. Sin embargo para FP capacitivos el incremento de la corriente con la longitud del cable es muy pequeño pudiendo considerarse prácticamente constante el módulo de la corriente. Para FP inductivos la corriente aumenta cuadráticamente con la distancia. Por lo tanto en cargas pasivas se ha de tratar en lo posible el mantener la carga a $FP=1$.

En el caso de cargas activas sucede prácticamente todo lo contrario. Según la Fig 3.33b para valores de FP capacitivo la tensión se mantiene más próxima a 1 p.u. con el aumento de la longitud del cable. Por contra valores de FP inductivos hacen aumentar la tensión con la longitud del cable. Por lo tanto teniendo únicamente en cuenta el perfil de tensiones se puede decir que las líneas largas dificultan la integración de cargas muy inductivas, teniendo que usar baterías de condensadores u otros equipos para mantener el perfil de tensiones dentro de rango. La Fig. 3.33d nos muestra que cuanto mayor es la longitud del cable, la corriente es menor debido a la mayor impedancia que presenta. Cuanto menor en valor absoluto sea el FP más corriente circulará. FP inductivos hacen que la corriente disminuya más rápidamente con la longitud y por tanto alejando la corriente del límite térmico del cable. FP capacitivos por contra mantienen la corriente prácticamente constante con el aumento de la longitud. Por tanto si se tiene en cuenta únicamente el perfil de corrientes, las

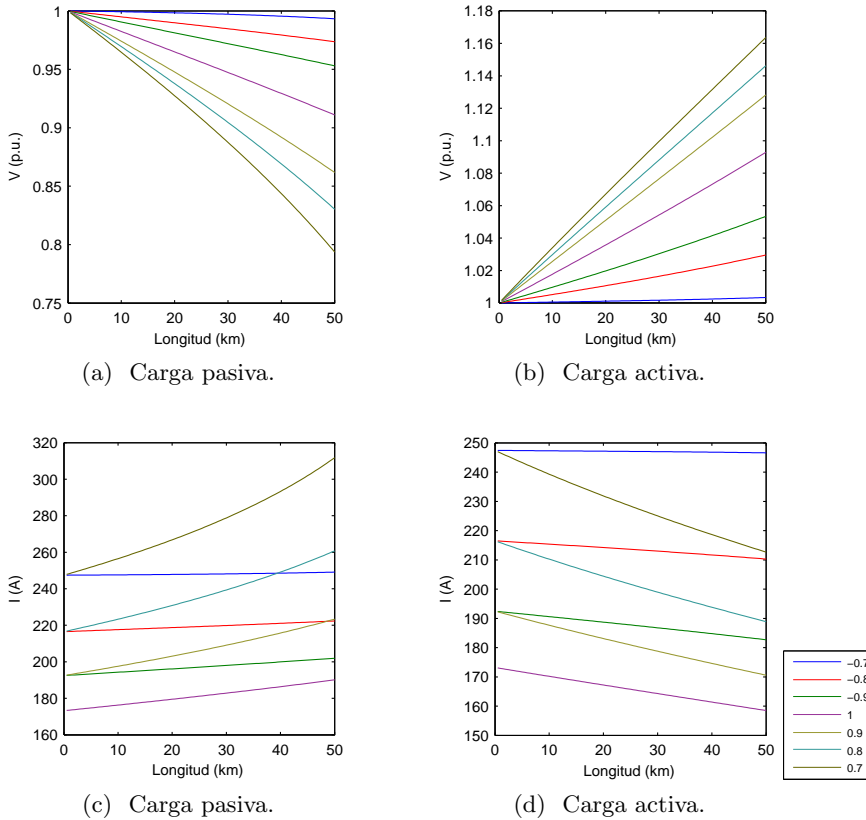


Figura 3.33: Tensión y corriente para distintos factores de potencia en función de la longitud de la línea. $S=240mm^2$.

cargas capacitivas pasivas tienen más difícil su integración en líneas largas. Mientras que las activas, aunque no mejoran la capacidad del cable para transmitir potencia activa tienen menos dificultades para conectarse a estas líneas.

En la Fig. 3.34 se ha representado la tensión en función de la potencia en la carga para un cable de 10km y sección $240mm^2$. En ella se puede ver como afectan al perfil de corrientes y tensiones a la capacidad de transmitir potencia al variar el FP de

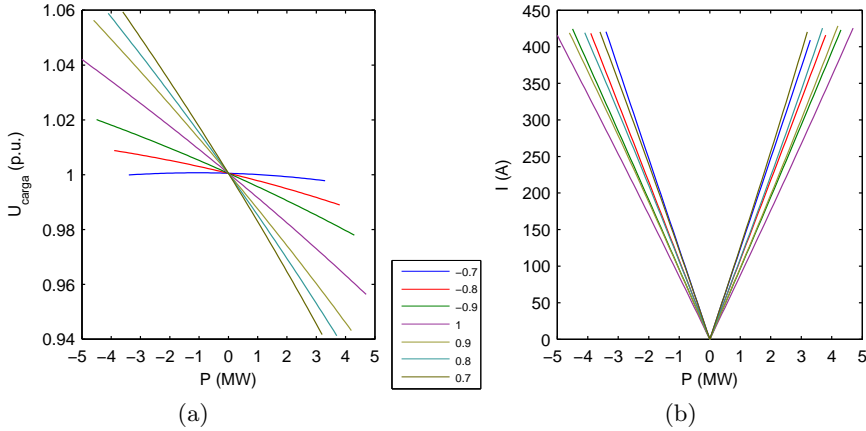


Figura 3.34: Tensión y corriente para carga de 2MW con distintos factores de potencia, cable de 10km y 240mm^2 .

la carga. En la Fig. 3.34a se observa que cuanto más capacitivo es el FP, menores variaciones de tensión hay en el nudo de carga. Pero también el rango en el que puede operar la carga sin superar los límites de corriente es menor, tal y como se ve en la Fig. 3.34b al comparar la distancia entre los extremos de la "v". El mayor rango de operación se obtiene para $FP=1$. Para valores inductivos del FP, variaciones de la potencia activa en la carga suponen variaciones importantes en las tensiones, tanto para cargas activas como pasivas. Si se tiene en cuenta los límites de calidad de tensión se limita mucho la capacidad de potencia activa que puede verter la carga a la red. El comportamiento del módulo de la corriente en la línea al variar el FP es muy similar independientemente de si es capacitivo o inductivo.

Con el fin de delimitar mejor la zona de operación de la carga en función del FP con el que opere, se han elaborado las Fig. 3.35 y 3.36. En ellas se han representado varias gráficas en las cuales el eje de abscisas es el FP y el eje de ordenadas la potencia máxima transmisible por el cable. Cada una de las cuatro gráficas de cada figura representa cada uno de los cuadrantes donde puede operar la carga bien entregando o consumiendo potencias activas o reactivas. En cada gráfica se han representado los límites que marcan la potencia máxima que puede soportar la red, bien porque se

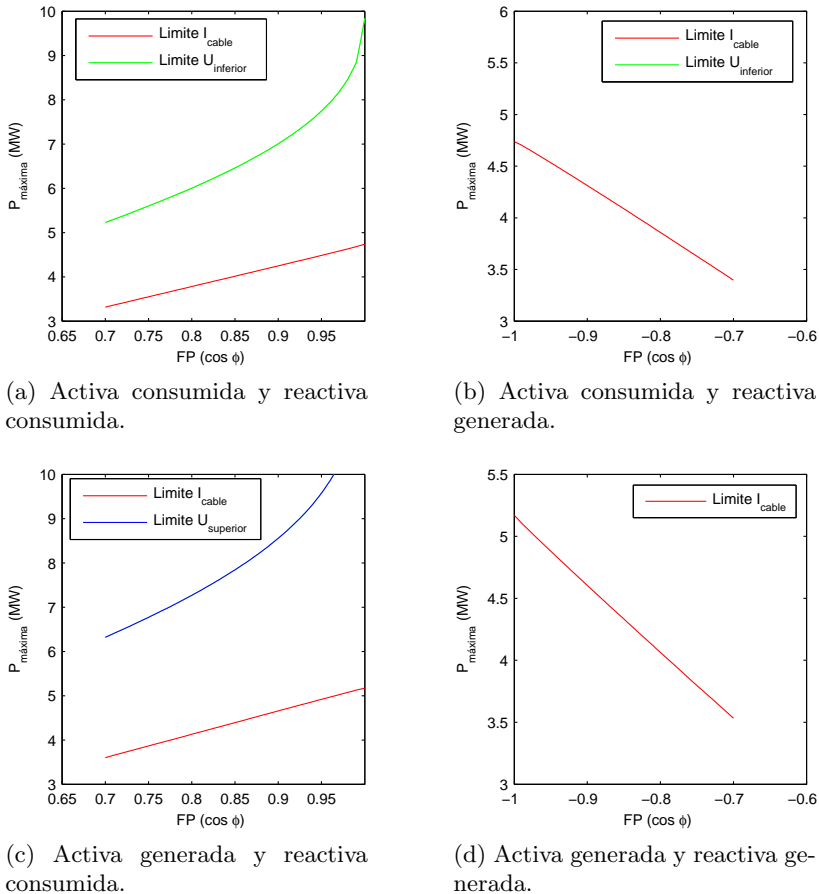
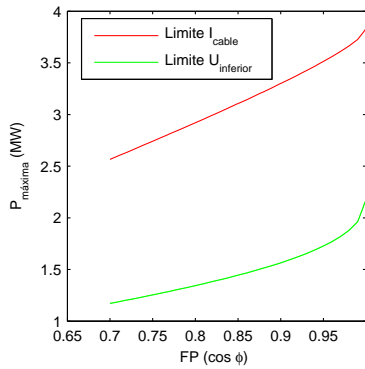


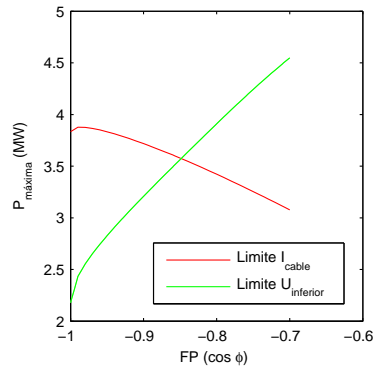
Figura 3.35: Límites del conductor de 240 mm^2 y longitud 10 km cuando la carga opera en cada uno de los cuadrantes de potencia.

supera la corriente máxima o bien porque se supera alguno de los límites inferior o superior de tensión en la carga ($\pm 10\% V_n$).

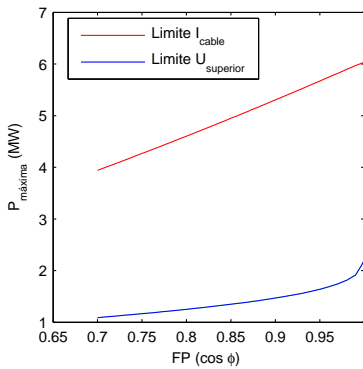
En la Fig. 3.35 se observa como en el caso de que la potencia activa sea entregada por la carga y consuma reactiva (comportamiento inductivo) el límite que impone la potencia máxima es el de corriente en la línea. Así cualquier punto por debajo de



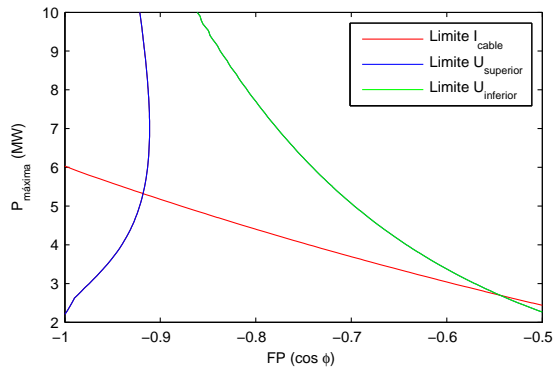
(a) Activa consumida y reactiva consumida.



(b) Activa consumida y reactiva generada.



(c) Activa generada y reactiva consumida.



(d) Activa generada y reactiva generada.

Figura 3.36: Límites del conductor de 240 mm^2 y longitud 50 km cuando la carga opera en cada uno de los cuadrantes de potencia.

la curva roja de la gráfica representa unas condiciones de operación de la carga que soporta la línea. Cuanto mayor es el FP más potencia soporta el cable. Para $FP=1$ el máximo son 4.7MW. Ya que una carga, que por ejemplo operase con 5MW y 0.9 no rebasaría el 0.9p.u. (límite de tensión inferior) pero la línea excedería el límite de corriente que circula a su través. Si la carga absorbe potencia activa y genera reactiva (comportamiento capacitivo) es de nuevo el límite de máxima corriente el

que impone la potencia máxima en la carga. Cuanto menor es el FP menor es el máximo de potencia consumida por la carga. Para las cargas generadoras (Fig. 3.35c y 3.35d) se vuelve a obtener que el límite más importante es el de máxima corriente. En la Fig. 3.35c se observa que aparece el límite por tensión superior. Con una carga que genera potencia activa y consume reactiva (Fig. 3.35d) también se ve restringido por el límite de corriente. En ambos casos la máxima potencia que puede verter la carga a la red aumenta con el aumento del FP.

En el estudio de este caso se ha podido ver que es la corriente la que impone los límites a la carga. Y esto es así en la gran mayoría de los cables de distribución, con lo cual basta con tener en cuenta este límite para hacer el diseño de la instalación. Sin embargo puede suceder que para cables con más impedancia por metro o de longitudes mayores, haya que tener en cuenta tanto las restricciones de corriente como las de tensión. En la Fig. 3.36 se ha realizado el mismo estudio que en el caso anterior pero ahora con un cable de 50km. Para una carga que consume activa y reactiva, el límite que impone el máximo de potencia a consumir por la carga es la tensión inferior (Fig. 3.36a). En el caso de activa consumida y reactiva generada las curvas que marcan los dos límites se cruzan (Fig. 3.36b) lo que indica un máximo muy claro de potencia activa que se puede consumir en la carga. En este caso 3.56 MW con $FP = -0.85$, ya que cualquier aumento de la potencia por encima de este valor supondría rebasar el límite de corriente y por tanto degradar el cable. Si el FP fuese por ejemplo -0.9 y la potencia igual a 3.56MW la tensión en la carga sería menor de 0.9 p.u. Para cargas que generan potencia activa y consumen reactiva el máximo lo impone el límite de tensión superior, cualquier valor que supere esta curva estaría superando los 1.1 p.u. de tensión en la carga. El caso donde mejor se ven todos los límites es en la Fig. 3.36d. Para FP cercanos a la unidad el límite que importa es el de tensión superior. En el punto 5.3MW y $FP = -0.92$ se encuentra el máximo de potencia activa transmisible sin rebasar ninguno de los límites impuestos. A partir de este punto cuando disminuye el FP el límite lo impone la corriente máxima, hasta el punto 2.7MW y $FP = -0.54$. Para FP más bajos es el límite inferior de tensión el que impone la potencia máxima que puede verter la carga.

3.5. Conclusiones

La finalidad del estudio realizado ha sido encontrar los puntos de operación de la carga que permiten un aprovechamiento mejor de las líneas y el conocer qué valores de los parámetros de las líneas pueden mejorar la integración. El concepto de carga ha sido ampliado para incluir también la generación y por tanto los resultados son extensibles a la GD.

Se puede concluir que:

- Existen dos formas de operar las líneas que pueden ser óptimos medioambientales o económicos. Bien con pérdidas mínimas, bien con potencia máxima transmisible. Para poder alcanzar alguno de estos límites es necesario controlar las cargas que se conectan a las líneas o bien diseñar las líneas teniendo en cuenta la naturaleza y los valores que caracterizan estas cargas.
- Los límites que más influencia tienen en el diseño de la red son el límite térmico o máxima corriente transmisible y los límites de tensión.
- Se han obtenido unos diagramas que establecen el área de operación de las cargas para diversas variables como son las características de las líneas en longitud y sección, y el punto de operación de las cargas; potencia entregada o consumida, FP... Estos diagramas son de mucha utilidad para conocer puntos de consigna más adecuados para el sistema de distribución.
- Entre los valores que se pueden controlar y su influencia en el diseño se tiene.
 - La impedancia: el control de este valor ha de hacerse respetando el mínimo permisible. Se sugiere el control de las impedancias de cada una de las cargas y el equivalente total para cada uno de los alimentadores. De esta forma se podría asegurar la potencia máxima transmisible.
 - El módulo de la tensión en el punto de conexión: este parámetro permite alcanzar el óptimo en pérdidas de la red. La eficacia en el control del óptimo se ve muy reducido si la línea es larga.
 - El ángulo de tensión en el punto de conexión: este parámetro presenta un rango de operación muy pequeño, por lo que no es recomendable basar el alcance de los niveles óptimos en base al mismo. Sólo en el caso de

que se traten de líneas muy largas se puede plantear un control de estas características ya que el rango de operación aumenta.

- **Potencia activa entregada:** el aumento de la potencia entregada o absorbida manteniendo invariante el resto de parámetros hace que se alcancen antes los límites de tensión que el de máxima corriente, haciendo que secciones más pequeñas de los cables tengan mayor capacidad de integración. Se plantea la regulación de la tensión en cabecera y cargas con mayor rango para permitir una integración mayor de **GD**.
- **El FP:** El carácter inductivo o capacitivo de la carga afectan al máximo de potencia transmisible. Las cargas capacitivas activas tienen más fácil la integración en las redes de distribución. Cuanto más larga es la línea más difícil tienen la integración las cargas inductivas.

4 Protección de las redes y su influencia en los huecos de tensión

For those who want some proof that physicists are human, the proof is in the idiocy of all the different units which they use for measuring energy.

(Richard Feynman)

4.1. Introducción

En el presente capítulo se analizan las redes de distribución desde el punto de vista de la protección y la calidad del suministro, particularizando el caso en que se trata de integrar en ellas una gran cantidad de GD. Para ello se han estudiado los distintos tipos de faltas, las protecciones y las perturbaciones que se generan en las cargas a causa de la actuación de estas últimas cuando se producen faltas. Fruto de este análisis se plantea una nueva metodología por la cual se tiene en cuenta la respuesta de las cargas ante faltas para llevar a cabo la coordinación de las protecciones. En la actualidad la coordinación se lleva a cabo teniendo en cuenta las corrientes de cortocircuito en las protecciones. El nuevo método propone considerar también el uso de las curvas de sensibilidad frente a huecos de tensión en las cargas en conjunción con las curvas corriente-tiempo (CCT) de las protecciones para llevar a cabo la coordinación.

El capítulo se ha estructurado presentado el caso de una red de distribución típica y aplicando cada uno de los conceptos a este caso. En la primera sección se hace la descripción de esta red, enumerando cada uno de los elementos. En la segunda sección se estudian los distintos tipos de falta y la influencia que tiene el sistema de puesta a tierra en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito. Este estudio se

lleva a cabo para proponer una coordinación típica en un alimentador con puesta a tierra mediante impedancia zig-zag que es uno de los sistemas más extendidos en España. En la coordinación propuesta se detallan los parámetros que configuran cada una de las protecciones y se explica brevemente su funcionamiento. En la siguiente sección se detallan las perturbaciones producidas por faltas en la red. Una de las consecuencias de estas faltas son los huecos de tensión. Las curvas de tolerancia a huecos muestran la capacidad que tiene una carga para soportar un hueco en BT sin sufrir desconexión. Se define el nuevo método que permite coordinar las protecciones teniendo en cuenta las cargas. Por último se realizan varios estudios paramétricos que tienen en cuenta:

- El tipo de falta.
- La posición de la falta.
- El valor de la resistencia de la falta.
- La presencia de GD.
- El tamaño de la GD.

Todo ello se encamina a conocer los parámetros bajo los cuales la red de distribución no sufre descoordinación en sus protecciones, tiene una gran potencia de GD integrada y las cargas de BT no sufren problemas debidos a huecos de tensión.

4.2. Red de análisis

V (kV)	S (MVA)	X/R	f (Hz)
138/80	4000	10	50

Tabla 4.1: Equivalente de red de AT.

Con el fin de mostrar con claridad los aspectos que se tienen en cuenta en el estudio se ha modelizado una red tipo de distribución en España. Se ha tomado como

referencia la normativa interna de una compañía española. El diagrama unifilar de una red aérea típica según la norma [50] se muestra en la Fig. 4.1. Para los distintos análisis se ha simplificado este diagrama. Se ha modelizado uno o varios alimentadores y se ha concretado, seleccionado los elementos integrantes según los criterios aconsejados en la normativa. Los modelos se han implementado en el software ATP, que es un software de simulación de sistema eléctricos de potencia [51, 52] altamente probado en numerosos estudios y reconocido por la comunidad científica.

Para las subestaciones transformadoras se han seleccionado los parámetros que se muestran en la Tabla. 4.1. Estos parámetros sirven para simular la red de AT como un equivalente de thevenin.

El transformador de la ST se ha elegido de 40MVA, que es el tipo que con mayor frecuencia se encuentra en las ST, aunque en la actualidad se están empezando a instalar transformadores de 50MVA o de mayor potencia. El grupo de conexión es estrella-triángulo. Para conseguir una puesta a tierra en el lado de MT se usan impedancias zig-zag. Los sistemas de puesta a tierra se describen en el apéndice C.

Tensiones V (kV)	Grupo de conexión	S (MVA)	Z_{cc} (%)	Ensayo vacío P_0 (kW)	Ensayo CC^{to} P_{cc} (kW)
1380/20	Ynd11	40	11	34.56	565.6

Tabla 4.2: Datos del transformador de AT/MT.

Tensiones V (kV)	Grupo de conexión	S (kVA)	Z_{cc} (%)	Ensayo vacío P_0 (kW)	I_0 (%)	Ensayo CC^{to} P_{cc} (kW)
20/400	DYn11	2000	6.5	1.0	3.11	22.0
20/400	DYn11	630	4.0	3.1	1.3	6.5
20/400	DYn11	400	4.0	0.93	1.8	4.6
20/400	DYn11	250	4.0	0.65	2.0	3.25

Tabla 4.3: Datos de transformadores típicos de MT/BT.

Los transformadores de los CT tiene tamaños y características muy variadas. En las redes de las compañías eléctricas los más habituales son los que se muestran en la Tabla. 4.3, sin embargo es frecuente que en empresas de gran tamaño o polígonos industriales se encuentren transformadores mucho más grandes. En la tabla se dan los valores típicos de potencia en los ensayos de vacío y cortocircuito.

Las líneas que conectan los transformadores son líneas aéreas con dos tipos de conductor. El LA-78 para redes de baja corrientes y el LA-180 para tramos donde la corriente llega a los 400A. Los estudios se han llevado a cabo con modelos de parámetros en Π ya que las distancias son cortas. En el caso de líneas con conductor LA-78 se ha supuesto que los conductores están suspendidos por medio de aisladores a crucetas tipo bóveda BP (manual técnico [50]). En el caso de líneas con conductor LA-180 se han supuesto líneas de doble circuito (manual técnico [53]). Teniendo en cuenta estas consideraciones se obtienen los parámetros de la Tabla. 4.4.

Línea	Sec.	Z		Atn	v_p	λ
		Mod (Ω)	Ang ($^\circ$)	db/km	km/s	km
LA-180	0	933.89	$\angle -10.35$	$2.69 \cdot 10^{-3}$	$1.85 \cdot 10^5$	$3.7 \cdot 10^3$
	1	417.95	$\angle -24.83$	$4.88 \cdot 10^{-3}$	$2.57 \cdot 10^5$	$5.17 \cdot 10^3$
LA-78	0	1104.93	$\angle -10.29$	$2.77 \cdot 10^{-3}$	$2.18 \cdot 10^5$	$4.35 \cdot 10^3$
	1	449.61	$\angle -23.46$	$4.49 \cdot 10^{-3}$	$2.64 \cdot 10^5$	$5.28 \cdot 10^3$

Línea	Sec.	r	x	b
		Ω/km	Ω/km	S/km
LA-180	0	0.570	1.508	$1.848 \cdot 10^{-6}$
	1	0.426	0.362	$3.202 \cdot 10^{-6}$
LA-78	0	0.570	1.518	$1.328 \cdot 10^{-6}$
	1	0.426	0.399	$2.89 \cdot 10^{-6}$

Tabla 4.4: Parámetros de las líneas aéreas usadas para los cálculos.

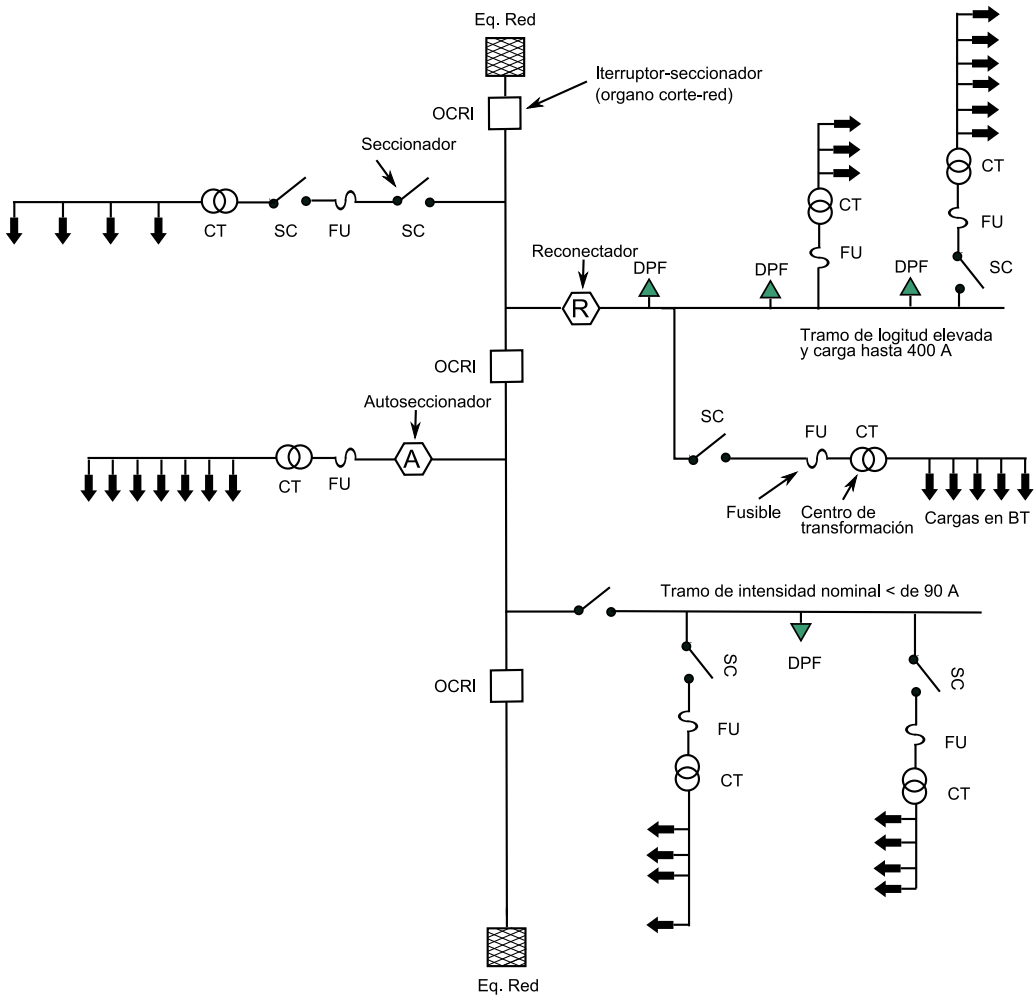


Figura 4.1: Red de distribución aérea típica con sus sistemas de protección.

4.3. Coordinación de protecciones

El objetivo de las protecciones es conseguir despejar cualquier falta en el menor tiempo posible y que las consecuencias de su actuación sean mínimas en cuanto a continuidad del suministro. Dado que las redes de distribución se operan de forma radial, lo más frecuente es usar varios dispositivos de protección en serie. La estrategia para despejar la falta es que actúen primero las protecciones que no interrumpen el suministro de forma definitiva, y entre ellas, las que estén más próximas al defecto. Para ello se usa una coordinación amperimétrica y cronométrica de las protecciones. Existen otros tipos de coordinación como la lógica o de distancia que se suelen usar en las líneas de transporte. La coordinación amperimétrica se obtiene mediante el uso de protecciones de tiempo de disparo dependiente de la corriente medida. Cuanto mayor sea la corriente de cortocircuito menor es el tiempo de despeje. De esta forma se evitan daños en la instalación. La cronométrica se consigue añadiendo retardos a las protecciones que están aguas arriba en la instalación. De este modo se consigue que las protecciones más cercanas al defecto tengan posibilidad de despejar la falta antes de que actúen las de cabecera. Como resultado se obtiene que la porción de la red afectada por la acción de las protecciones sea mínima.

Entre los dispositivos que se encuentran en una red de distribución están: los seccionadores que no tienen poder de corte y sólo sirven para señalar la apertura de una línea; los detectores de paso de falta, que realizan la función de semáforos indicando el punto por el que ha pasado la corriente de cortocircuito; los autoseccionadores que tampoco tienen poder de corte pero cuentan el número de veces que ven activarse y desactivarse la corriente de cortocircuito (acciones debidas al reconectador) y abren en el momento en que esta corriente es nula. Ninguno de los nombrados anteriormente son dispositivos de protección, ya que no son capaces de despejar la faltas. Los dispositivos de protección más comunes en MT son los reconectores, los fusibles y los interruptores automáticos [54]. Todos ellos persiguen la mejorar la calidad del servicio eléctrico, ya sea facilitando las labores de mantenimiento o despejando defectos.

El interruptor automático se compone de un interruptor con poder de corte accionado por medio de un relé de tiempo dependiente (normas [55, 56, 57, 58, 59]). Las curvas de los relés siguen la norma UNE-EN 60255-3 [60] que se ajustan a la siguiente expresión.

$$t = \frac{k}{\left(\frac{G}{G_s}\right)^a - 1} \quad (4.1)$$

donde

t es el tiempo de funcionamiento teórico (segundos).

k es la constante que caracteriza el relé (segundos).

G es el valor de la magnitud característica.

G_s es el valor de ajuste de la magnitud característica.

a es el índice que caracteriza la función algebraica.

Estas curvas se pueden clasificar en tres grupos.

Tipo A (curva inversa) $\forall a \leq 0.5$

Tipo B (curva muy inversa) $\forall 0.5 \leq a \leq 1.5$

Tipo C (curva extremadamente inversa) $\forall a \geq 1.5$

El interruptor automático se coloca en cabecera y en puntos que sirvan para abrir anillos. Pueden estar telemandados para reconfigurar la red. La apertura de esta protección supone la pérdida de suministro a un gran número de clientes.

Un reconectador es un interruptor automático con dos modos de disparo (operación rápida y operación lenta) (normas: [61, 62, 63]). Cuando el reconectador ve la falta por primera vez actúa con el modo rápido según la curva de tiempo dependiente del relé. Transcurrido un tiempo programado cierra el interruptor. Si la falta persiste vuelve a actuar el relé. En esta segunda operación existen varias posibilidades según lo que se halla programado. Secuencias típicas de operación son: dos rápidas y dos lentas (2R+2L), una rápida y tres lentas (1R+3L), una rápida y dos lentas (1R+2L)[64]. La estrategia consiste en permitir que otros dispositivos instalados aguas abajo puedan despejar la falta. Es el caso del autoseccionador que puede ser programado para contar los reenganches del reconectador y en el n ésimo intervalo de corriente de falta nula abrir el circuito. En el caso de que falle, el reconectador seguirá su secuencia programada y en último término abrirá el circuito definitivamente.

El dispositivo de protección que se encuentra más cerca del transformador de distribución es el fusible ([65, 66]). En algunos casos sólo protege al transformador y en

otros, menos frecuentes, a parte de la línea. Su principal desventaja es que si actúa ha de ser sustituido y el tiempo de puesta de nuevo en servicio de la instalación es grande en comparación con los reconectores o el interruptor automático. Es por ello que sólo debe actuar en el caso de que la falta sea permanente.

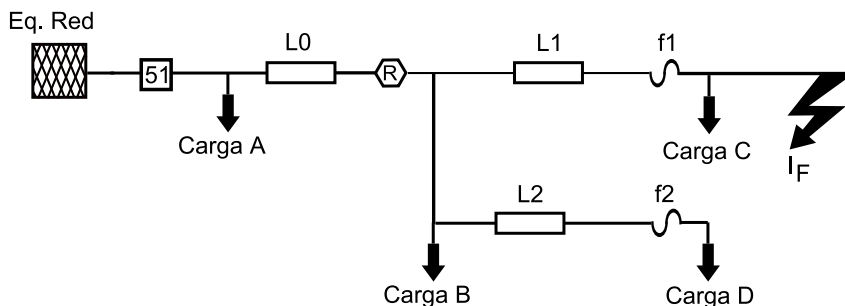


Figura 4.2: Diagrama para mostrar la coordinación entre el reconector y el fusible.

Un ejemplo de coordinación entre los tres tipos de protecciones se muestra en la Fig. 4.2. En esta red hay dos alimentadores y varias protecciones. Las cargas A, B, C y D cuelgan de distintos puntos de la instalación. Se asume que el reconector tiene programadas una operación rápida para el primer disparo y dos operaciones lentas para sucesivos disparos. Una vez el defecto se hace presente en la red, el reconector dispara y transcurrido un tiempo programado de retardo reconecta. Si la falta ha desaparecido, esta reconexión restaurará el sistema a su estado normal. En esas condiciones la carga C no ha sufrido un gran tiempo de interrupción por la posible actuación del fusible f1 a pesar de que las carga B y D han tenido que sufrir el mismo corte que C. Si la falta es permanente, esta se mantiene después de la reconexión. Entonces el fusible f1 opera antes de que el reconector vuelva a actuar. Con ello se evita que las cargas B y D sufran más interrupciones debidas al reconector. Si por cualquier motivo el fusible fallase al despejar la falta permanente o esta se produjese aguas arriba del fusible f1, el reconector finalizaría su secuencia dejando sin suministro a las tres cargas B, C y D. En el caso extremo de que los contactos del reconector se quedasen soldados por la energía de la corriente de falta, sería el interruptor automático de cabecera el que despejaría la falta y dejaría sin suministro a las cuatro cargas. Una opción que en algunos casos puede ser interesante, es que el modo rápido del reconector no esté activado. En ese caso el fusible f1 despeja la

falta siempre antes de la actuación del reconectador. Esto evita interrupciones cortas a las cargas B y D y genera una gran tiempo de interrupción en C. La opción de activar el modo rápido depende de varios factores como la sensibilidad y la criticidad de las cargas afectadas.

Como ejemplo, con los valores mostrados en las tablas de la sección 4.2, se ha diseñado una red como la de la Fig. 4.2 a la que se le ha añadido el transformador de la ST y una impedancia zig-zag de 76Ω para obtener el punto de conexión a tierra. La distancia entre el interruptor de cabecera y el reconectador es de 2.5km. La distancia entre el reconectador y el fusible es de 14km y la distancia entre fusible y final de línea es de 3.5km. Lo que hace un total de 20km de línea a proteger desde la ST. Los primeros 2.5km son un circuito doble con LA-180 y el resto, simple con LA-78. Se han calculado las corrientes de cortocircuito en los puntos donde están colocadas las protecciones y el final de línea. Los tipos de falta estudiados son el monofásico y el trifásico, ya que son los que dan los niveles máximos y mínimos de corriente de cortocircuito en el sistema de puesta a tierra zig-zag, tal y como se ha visto en el apartado C.1. Los resultados de este análisis se encuentran en la Tabla 4.5.

Localización	3F (kA)	2F (kA)	1F (kA)
Relé cabecera	10.5	9.1	0.44
Reenganchador	4.9	4.2	0.41
Fusibles	1.1	0.92	0.29
Fin línea	0.96	0.8	0.27

Tabla 4.5: Corrientes de la instalación en condiciones de cortocircuito.

En función de los datos de la instalación y los valores de corrientes de cortocircuito de la Tabla 4.5 se seleccionan las protecciones que deben satisfacer las siguientes condiciones cuando sea posible:

- El fusible debe ser protegido por el modo rápido del reconectador para despejar faltas transitorias.
- El reconectador y/o el fusible en serie deben ser coordinados de tal forma que

la protección aguas arriba opere antes que el dispositivo de protección aguas abajo para el rango de corrientes de falta.

- El fusible debe soportar la corriente de falta durante unos cuantos ciclos y los dispositivos de protección aguas arriba deben disparar para evitar su fusión cuando hay sobrecarga en la red.

El elemento que más condiciona la coordinación es el fusible. En este caso hemos supuesto que al final de la línea sólo hay un transformadores de 630kVA. Una forma de asegurarse de que el fusible no funda en condiciones normales de operación es que cumpla [48].

$$\begin{aligned}
 I_{ffusable}(0.1s) &\geq 12I_{ntrafo} \\
 I_{cctrafo} &> I_{ffusable}(2.0s) \\
 I_{nusable} &> 1.4I_{ntrafo}
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

siendo

$I_{ffusable}$ la corriente de fusión del fusible a los X segundos.

$I_{cctrafo}$ la corriente de cortocircuito del transformador.

$I_{nusable}$ la corriente nominal del fusible.

I_{ntrafo} la corriente nominal del transformador.

La intensidad nominal de nuestro transformador en MT es de 18.2A por lo que la corriente de fusión de fusible a los 0.1s ha de ser mayor de 218.4A. Esto garantiza que el fusible sea capaz de soportar picos de corriente originados por conexiones de cargas. La segunda condición impone que la corriente de cortocircuito del transformador sea mayor que la corriente de fusión del fusible a los dos segundos. Esto evita que se supere la capacidad del transformador para absorber la energía del cortocircuito. En nuestro caso la corriente de cortocircuito del transformador es de 455A ya que su $Z_{cc}=4\%$. Por último la corriente nominal del fusible ha de ser mayor de 25.48A. Con estas restricciones se ha seleccionado un fusible comercial [67]. Dentro de la gama SMU-40, nos sirven los de corriente nominal 30, 40 50, 65 ,80 y 100A. El fusible de 30A está en el límite de la $I_{ffusable}(0.1)$ y el de 100A en el límite de $I_{ffusable}(2.0)$. Teniendo en cuenta que es preferible un fusible robusto, se ha seleccionado el de 65A cuya curva se muestra en las Fig. 4.3 y 4.4 junto con el resto de curvas de tiempo dependiente del resto de protecciones. En la Tabla. 4.6 se muestran los tiempos de fusión del fusible SMU-40-65E durante sobrecargas lentas. Se comprueba que estos

valores no sobrepasan la curva it^2 del transformador.

Horas	Contínuo	Picos de carga (A)									
		Diariamente					Emergencia				
I (A)		0.5	1	2	4	8	0.5	1	2	4	8
	105	110	109	108	107	106	110	109	108	107	106

Tabla 4.6: Valores de fusión del fusible SMU-65.

En las Fig. 4.3 y 4.4, las curvas de color verde corresponden con el fusible. La curva a trazo discontinuo es la curva de disparo del fusible por fusión mínima. Ésa es la curva por debajo de la cual el fabricante asegura que el fusible no dispare. La que está más a la derecha es la curva de disparo total. El fabricante da una tolerancia respecto a la curva de fusión mínima, en este rango el fabricante garantiza que el fusible funde en las condiciones de ensayo. Ya que el fusible es un dispositivo térmico, es evidente que debido a las condiciones de precarga alcanza temperaturas superiores a los 25 °C, que es la temperatura a la cual el fabricante ensaya sus fusibles y da las curvas corriente-tiempo CCT. Por lo tanto el fusible fundirá más rápido de lo indicado en esas curvas si las condiciones ambientales son severas. Para tener en cuenta este factor se recomienda trabajar con valores del 75 % de la curva de mínima fusión a la hora de coordinar con otros dispositivos. A grosso modo este 25 % se reparte en un 10 % por la precarga, un 5 % por temperaturas ambientes extremas y un 10 % para prevenir daños en el hilo fusible. Esta curva es la que está más a la izquierda con línea continua verde en las figuras [48].

La coordinación del reconectador con el fusible ha de ser correcta para cualquier falta sucedida aguas abajo del fusible. Se denomina I_1 al límite de la corriente de falta máxima e I_2 al límite de la corriente de falta mínima. En ambos casos la impedancia de falta se ha considerado de valor nulo. Estos límites se representan con líneas de color rojo. Por lo tanto el margen de coordinación de las dos protecciones ha de caer en este intervalo.

La coordinación se lleva a cabo para los casos de faltas entre fases (3F, 2F y 2FT) y para faltas monofásicas (1F). En el primer caso (Fig. 4.4). I_1 es la falta en bornes del fusible e I_2 es la falta a final de la línea L1. I_1 e I_2 son 1.1kA y 0.8kA respec-

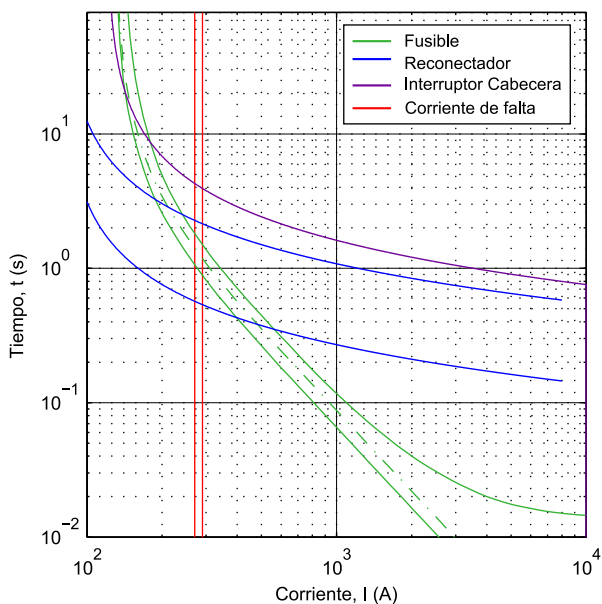


Figura 4.3: Curvas de CTT para las protecciones coordinadas frente faltas monofásicas.

tivamente según la Tabla. 4.5. I_1 corresponde al caso 3F en bornes del fusible e I_2 a los casos 2F y 2FT al final de línea, que tienen valores muy parecidos. El uso de reconectores basados en microprocesador permiten muchas opciones de ajuste de las curvas CCT. El ajuste para la curva rápida se hace en función del límite I_2 y la curva de mínima fusión del fusible. En algunas ocasiones esta corriente es muy grande y deja un margen muy estrecho entre la curva de mínima fusión del fusible y el mínimo tiempo de disparo del reconectador, que ha de estar por debajo de la curva del fusible en ese punto. Una solución puede ser sobredimensionar el fusible con lo cual la curva de mínima fusión se desplazará hacia arriba dejando mayor margen al reconectador. En la Fig. 4.4 se ha ajustado a la curva más próxima al punto de cruce entre la línea I_2 y la curva del 75 % de mínima fusión. Aunque si nuestro reconectador lo permitiese podría valer cualquier valor por debajo de ésta, incluso ligeramente por encima, siempre y cuando no supere el corte de I_2 con la curva discontinua del fusible. Respecto a la curva lenta del reconectador se ha de-

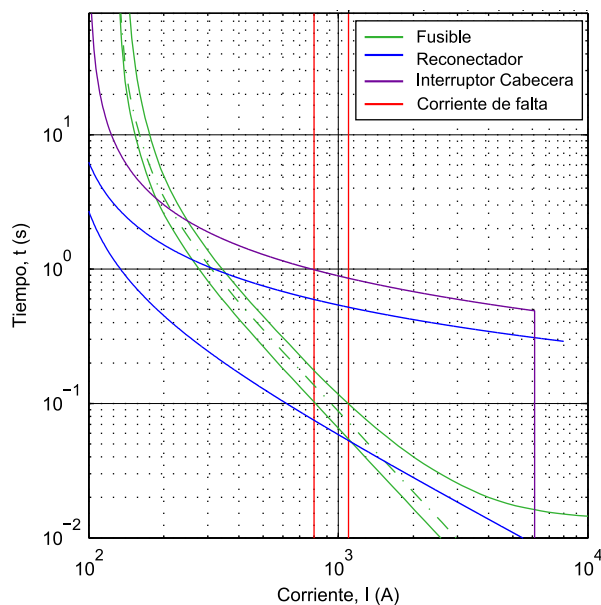


Figura 4.4: Curvas de CTT para las protecciones coordinadas frente faltas entre fases.

jado un margen de 0.4 s sobre la intersección del límite I_1 y la curva de disparo total del fusible. Así se garantiza que aún en el caso de faltas permanentes con baja corriente de falta el fusible tenga suficiente tiempo de actuación antes de que opere el reconectador. Esta es una forma muy conservadora de hacer la coordinación, ya que los tiempos de espera para la reconexión programados al reconectador permiten que el fusible se enfríe y por tanto la curva de mínima fusión se parezca más a la de ensayo en laboratorio [68, 69]. Las consignas de los relés se muestran en la Tabla. 4.7.

En el caso de faltas monofásicas las corrientes de cortocircuito son mucho menores a las del caso de faltas entre fases, debido al sistema de puesta a tierra de la instalación. La impedancia homopolar limita la corriente de cortocircuito y desplaza las corrientes I_1 e I_2 hacia la izquierda haciendo que los tiempos de despeje del fusible sean altos. A diferencia del fusible, el reconectador si puede diferenciar entre faltas monofásicas y entre fases. Es por ello que se pueden seleccionar otros puntos de consigna para este tipo de faltas. Para establecerlos hay que tener en cuenta que

Curva	k	G	a
Rec. Lenta	0.028	80	0.02
Rec. rápida	0.675	80	1.0
Cabecera	0.042	100	0.02

Tabla 4.7: Puntos de consigna de las curvas CCT del reconectador y cabecera para faltas entre fases.

la mayoría de faltas son monofásicas y transitorias por lo que si se da el tiempo suficiente de despeje este tipo de faltas autoextinguibles pueden tener menor impacto en el número de interrupciones que sufren las cargas. En el reconectador se ha programado tres actuaciones rápidas y dos lentas. En este caso se ha decidido que el retardo entre el paso de la operación rápida a la lenta sea de 0.4s y el retardo entre dos operaciones lentas sea también de 0.4s. Lo que hace un tiempo de despeje de la falta mayor de 2s ó 100 ciclos de 50Hz. Se puede considerar que si en ese tiempo la falta no ha desaparecido es permanente. Las curvas de los relés del reconectador son lo suficientemente rápidas para no comprometer la integridad de la instalación y lo suficientemente lentas para aumentar las probabilidades de auto-despeje de la falta. Con estas premisas las consignas para los relés del reconectador en los casos estudiados se muestran en la Tabla. 4.8.

Curva	k	G	a
Rec. Lenta	0.056	80	0.02
Rec. rápida	0.014	80	0.02
Cabecera	0.07	120	0.02

Tabla 4.8: Puntos de consigna de las curvas CCT del reconectador y cabecera para faltas monofásicas.

El relé del interruptor de cabecera se establece de forma que su curva de disparo sea más lenta que la curva lenta del reconectador. El retardo entre las curvas del relé de cabecera y las del reconectador es de al menos 0.2 s tanto para faltas entre fases como monofásicas [70]. Se establecen puntos de actuación instantánea de este

relé para identificar las faltas que están aguas arriba del reconectador. La consigna para faltas entre fases es de 125 % la corriente máxima de falta trifásica en el punto de conexión del reconectador [71]. Según la Tabla. 4.5 la corriente de cortocircuito en ese punto es de 4.9kA, por lo que la característica instantánea del relé ha de actuar cuando detecta corrientes de cortocircuito superiores a 6kA. Para faltas monofásicas no se actúa instantáneamente ya que corrientes del orden de 400A no suponen un grave peligro y por ello es preferible despejarlas con la curva de tiempo dependiente. Estos puntos de consigna para el interruptor de cabecera se puede mejorar en base a los registros de faltas en la instalación en el caso de que los hubiera.

4.4. Cálculos de huecos de tensión

De acuerdo con la IEC un hueco de tensión es *"Una reducción de la tensión en un punto del sistema eléctrico, seguido por una recuperación de la tensión después de un corto periodo de tiempo que va desde medio ciclo hasta unos segundos."* [72]. El IEEE lo define como *"Un descenso del valor eficaz de la tensión a frecuencia industrial de duración entre 0.5 ciclos a 1 minuto"* [73]. Un hueco suele estar asociado a distintos fenómenos eléctricos donde la corriente sufre grandes incrementos. Los más habituales son los cortocircuitos, los arranques de motores y la energización de transformadores. Este trabajo se centra en los producidos por cortocircuitos (faltas).

Un hueco de tensión se caracteriza por su magnitud y duración. La magnitud del hueco es básicamente función del valor de tensión en la fuente y de las impedancias que se encuentra la corriente de cortocircuito, mientras que la duración depende del tiempo de despeje de las protecciones o la auto-extinción de la falta. La magnitud se puede definir como la diferencia de tensión respecto a la tensión nominal o como la tensión que permanece durante el hueco (tensión residual). En el trabajo se toma el segundo criterio, por lo que un hueco de 0.8 p.u. es menos severo que un hueco de 0.5 p.u. La duración de los huecos se define como el tiempo que necesitan las protecciones para despejar la falta. Aunque más adelante se explicará con más detalle esta opción.

Siguiendo los procedimientos del apartado ?? no sólo se pueden calcular las corrientes de cortocircuito de la instalación sino también las tensiones que hay en cualquier punto cuando se produce una falta en el sistema. En la Fig. C.2 se pretende conocer

las tensiones en los puntos (PCC)1, PCC2 y la tensión U_f . Para ello según el tipo de falta se calculan las redes de secuencia y a partir de los fasores de corriente se calculan los fasores de tensión que están señalados en las Fig. C.6 C.7 C.8 y C.9. Una vez realizados los cálculos de las tensiones y corrientes en las redes de secuencia, se aplica la transformada inversa.

		Secuencia directa	Secuencia inversa
Yy0	$U_a = U_A$	0°	0°
Dy1	$U_a = U_A - U_C$	-30°	30°
Yy2	$U_a = -U_C$	-60°	60°
Dy3	$U_a = U_B - U_C$	-90°	90°
Yy4	$U_a = U_B$	-120°	120°
Dy5	$U_a = U_B - U_A$	-150°	150°
Yy6	$U_a = U_A$	-180°	180°
Dy7	$U_a = U_C - U_A$	-210°	210°
Yy8	$U_a = U_C$	-240°	240°
Dy9	$U_a = U_C - U_B$	-270°	270°
Yy10	$U_a = -U_B$	-300°	300°
Dy11	$U_a = U_A - U_B$	-330°	330°

Tabla 4.9: Conexiones de los devanados de los transformadores y las rotación de las secuencias de tensión.

Las tensiones calculadas de esta manera no tienen en cuenta que los devanados de los transformadores crean un desfase entre las tensiones del primario y el secundario, en función de como estén dispuestos constructivamente estos devanados. Este desfase se cuantifica por medio del índice horario del transformador. En la Tabla. 4.9 se muestran los índices horarios de los transformadores y los grados que se han de sumar a cada secuencia para obtener la tensión. Los índices A, B, C corresponden al devanado del alta tensión y a, b, c corresponden al devanado de baja tensión. Los tipos de devanados considerados son **D** (triángulo), **Y** (estrella), **Z** (zig-zag).

Sirva de ejemplo de cálculo de las tensiones y desfases, el caso de un transformador

Dy11. Esta transformación se puede expresar matemáticamente como

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 & U_1 e^{-j\frac{11\pi}{6}} & U_2 e^{j\frac{11\pi}{6}} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

O bien se puede hacer la transformación corrigiendo los valores calculados en el primario, al aplicar la transformación inversa. Con las relaciones de la segunda columna de la Tabla. 4.9 se puede escribir la matriz de transformación, que para el caso de transformador Dy11 queda.

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \frac{r_t}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Donde r_t es la relación de transformación entre los devanados.

A partir de las matrices que relacionan las tensiones en los devanados se pueden clasificar los transformadores en tres tipos atendiendo a la influencia en la transmisión de la tensión durante una falta [74]. Esta clasificación se muestra en la Tabla. 4.10.

Tipo	Conexión	Características	Índices horarios
I	YNYn	No se producen cambios entre primario y secundario (comp. homopolar primario = comp. homopolar secundario)	0,4,8,6,10,2
II	YNy Yyn Yy Dd Dz Dzn	Eliminación componente homopolar presente en el primario	0,4,8,9,10,2
III	Dyn Dy YNd Yd YNz Yzn Yz	Permutación de tensión de línea y de fase	1,5,9,7,11,3

Tabla 4.10: Clasificación de los transformadores según su influencia en los huecos de tensión.

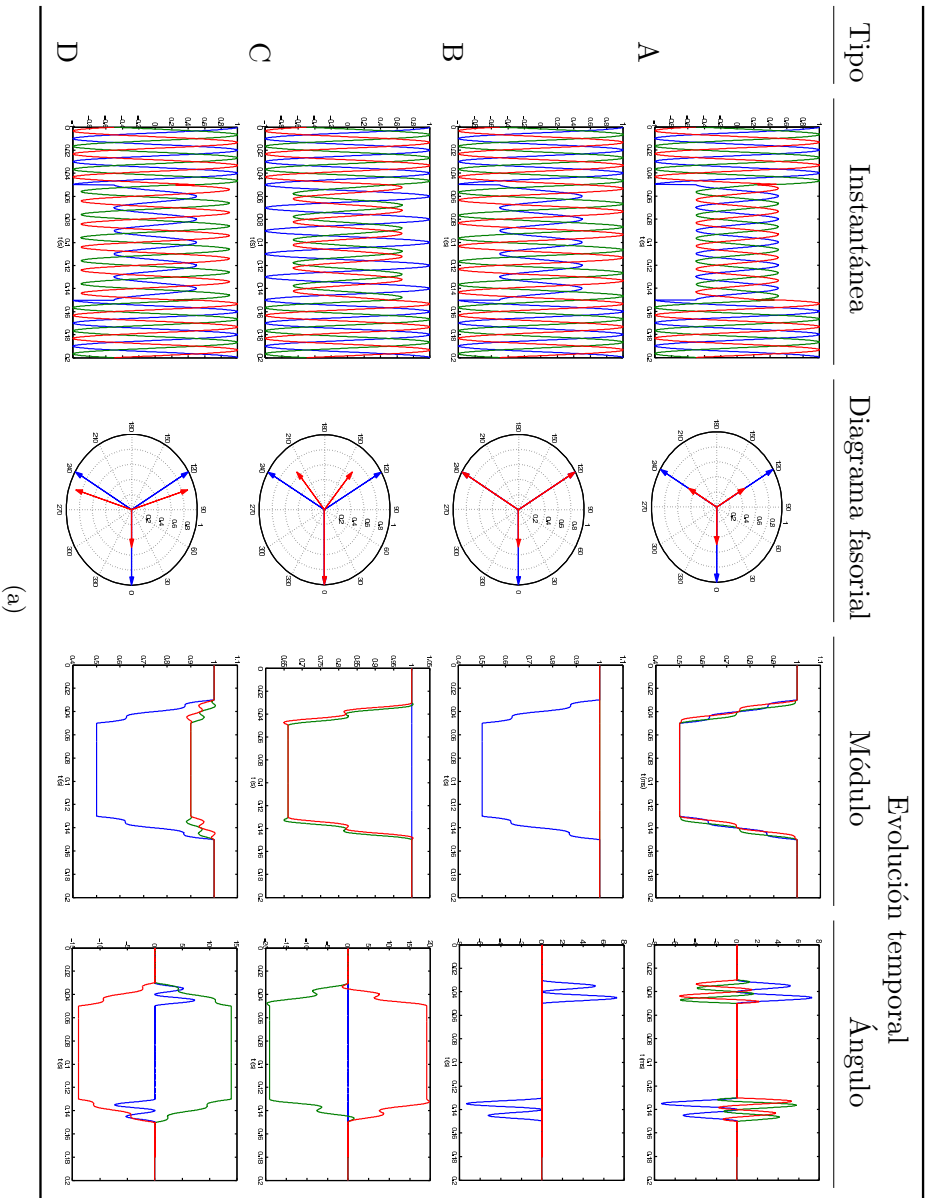
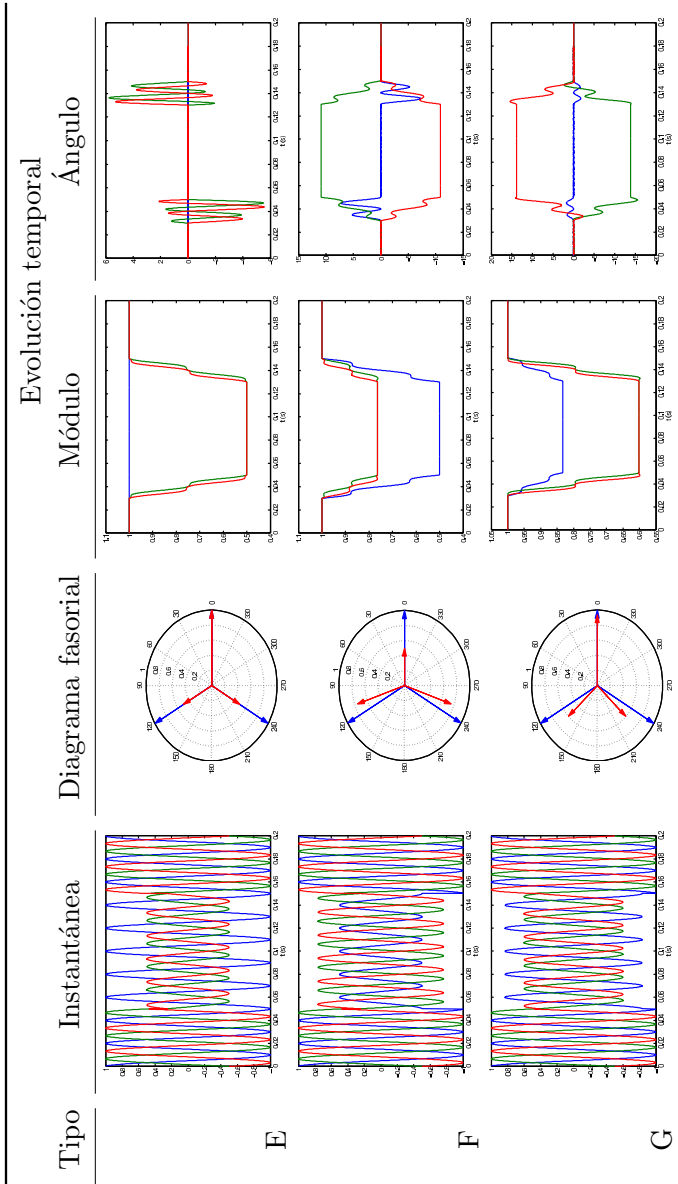


Tabla 4.11: Transferencia de huecos a otros niveles de tensión.



(b)

Tabla 4.11: Transferencia de huecos a otros niveles de tensión. Continuación.

El análisis de la tensión que se tiene en el PCC cuando se originan los distintos tipos de faltas y la transmisión de los huecos de tensión a otros niveles (paso por los transformadores), permite clasificar los huecos de tensión en 7 tipos (A, B, C, D, E, F) [75]. En la Tabla. 4.11 se muestran los fasores, el módulo y el ángulo de las tensiones que caracterizan a cada hueco de tensión. Estos son los huecos teóricos que se producen al generarse una falta en una red radial, pero no son los únicos que se presentan en la realidad. Ya se han mencionado otras causas que generan huecos de tensión, que no son faltas. Pero incluso en el caso de faltas puede ser difícil el clasificar el hueco dentro de una de estas siete categorías.

En la Tabla. 4.12 se especifican los tipos de huecos que ve una carga en estrella conectada a tierra en el devanado de baja del transformador, cuando el devanado de alta se producen huecos de distintos tipos. Como ejemplo cuando el hueco en el lado de alta es un tipo E y el transformador es del grupo III (conexión Dy), el hueco que ve la carga es del tipo F. El asterisco en el tipo de hueco significa que las fases intercambian el su módulo respecto al caso sin asterisco. Así si la fase más afectada es la A, en el tipo D la fase adelantada es la C y en el D^* es la B.

Transformador		Tipo de hueco en el lado de AT						
Grupo	conexiones	A	B	C	D	E	F	G
I	YNyn	A	B	C	D	E	F	G
II	Yy Dd Dz	A	D^*	C	D	G	F	G
III	Dy Yd Yz	A	C^*	D	C	F	G	F

Tabla 4.12: Transferencia de huecos a otros niveles de tensión

En la Fig. 4.5 se muestra una red de distribución con dos transformadores en serie. Con este análisis se ilustra mejor la influencia que tienen los transformadores en los huecos de tensión que ven las cargas y como los distintos tipos de faltas pueden generar todos los tipos de huecos antes mencionados. Los resultados se muestran en la Tabla. 4.13.

Cuando se produce el hueco hay una variación de la magnitud y una variación del ángulo de la tensión. El factor que más influencia tiene en la mayoría de las cargas es la magnitud. Sin embargo para determinadas cargas electrónicas el salto del ángulo

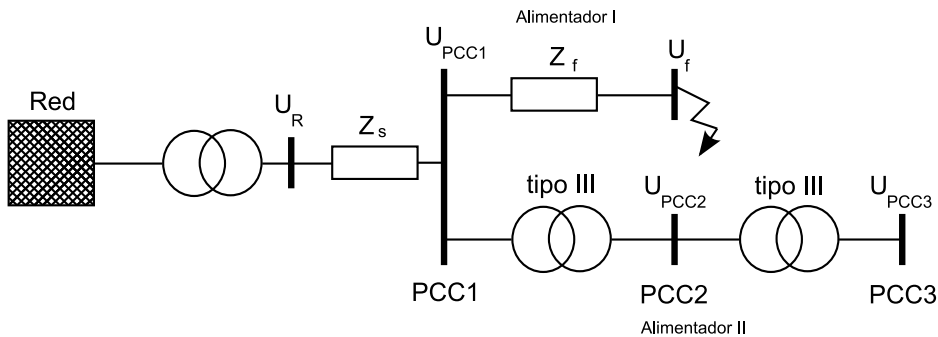


Figura 4.5: Esquema de la transmisión de una falta con tres PCC.

Falta	PCC1	PCC2	PCC3
Trifásica con o sin tierra	A	A	A
Monofásica	B	C^*	D^*
Bifásica sin tierra	C	D	C
Bifásica a tierra	E	F	G

Tabla 4.13: Huecos de tensión en función de la falta y el punto de conexión común para dos transformadores tipo III en cascada.

puede originar una pérdida de sincronismo y por tanto su desconexión [76, 77, 78]. Las siguientes secciones se centran en la magnitud del hueco y se hace un análisis de cómo distintos parámetros de la instalación pueden afectarla.

4.4.1. Influencia del régimen de neutro en las tensiones

El régimen de neutro tiene gran influencia en las tensiones que aparecen en caso de faltas a tierra. Existen varios sistemas de puesta a tierra a parte de los mencionados en el apartado C.1 tal y como se muestran en la Tabla. C.1, donde se valoran los beneficios y las contrapartidas de cada sistema [79].

En la Fig. 4.6 se ha representado las tensiones de fase de la impedancia zig-zag cuando su valor de reactancia homopolar aumenta desde 2 hasta 100 Ω . En esta

gráfica se aprecia como la sobretensión puede alcanzar hasta 1.7 p.u.

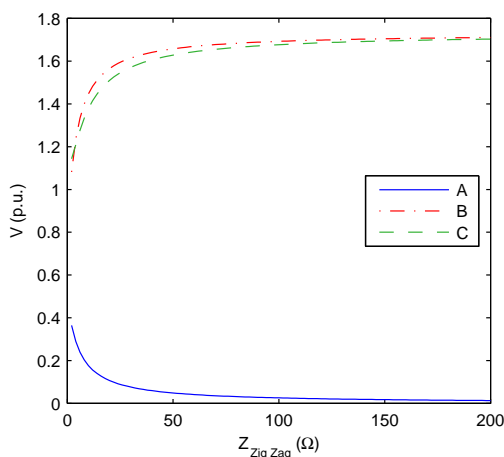


Figura 4.6: Tensión en bornes de la impedancia zig-zag durante una falta monofásica.

4.4.2. Influencia de la distancia de la falta

En este apartado se presentan un conjunto de figuras que muestran la variación de la tensión en función de

- el tipo de falta.
- La distancia de la falta a la subestación.
- El nivel de tensión del punto de medida.

Las gráficas muestran tanto las tensiones simples como para compuestas en el punto de medida, que es el lado de **BT** del transformador de distribución. Los cálculos se han hecho a partir de los datos de la sección 4.2 para una red radial como la que se muestra en la Fig. 4.7. La línea L_0 es un doble circuito con conductor LA-180 con una longitud de 2.5km. Las líneas L_1 y L_2 son de circuito simple con conductor LA-78. L_1 tiene 22km de longitud y L_2 tiene 5km. Las faltas se producen a lo largo de las líneas L_0 y L_1 . Al final de la línea L_2 hay un transformador de distribución

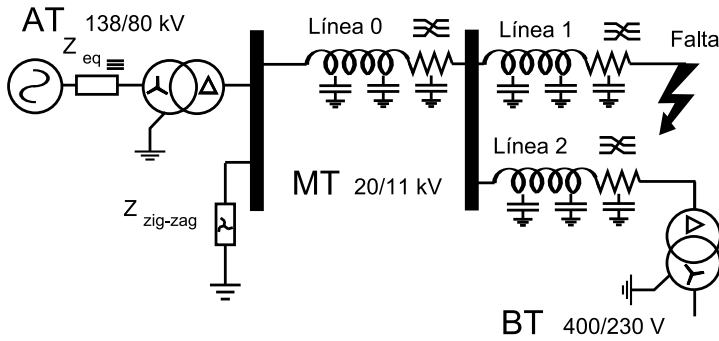


Figura 4.7: Esquema de distribución con neutro impedancia Zig-Zag.

de 630 kVA.

En la Fig. 4.8 se han representado los valores de tensión en las tres fases. Esta gráfica representa las tensiones tanto simples como compuestas ya que la falta es simétrica y en la ordenada se han representado valores por unidad. Se aprecia cómo la tensión tiende al valor nominal cuando la falta se aleja de cabecera.

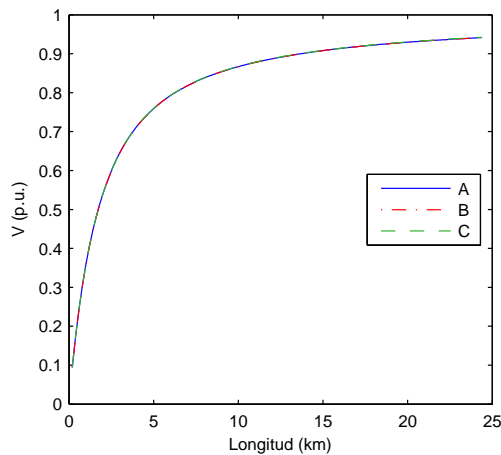


Figura 4.8: Valor de la tensión en cualquier punto de la red ante una falta trifásica.

En el caso de falta monofásica, en el punto donde se produce la falta la tensión de la fase afectada es nula y las otras dos pasan a valer entre 1.7 y 1.2 su valor nominal. Las tensiones compuestas prácticamente no se ven afectadas por la falta. La Fig. 4.9 muestran las tensiones simples en **MT** y en **BT**. La Fig. 4.10 muestra las tensiones compuestas. La magnitud del hueco de tensión sólo es importante para las cargas conectadas entre la fase afectada y tierra en **MT**, ya que las cargas de **BT** gracias al transformador prácticamente no ven caídas ni en las tensiones simples, ni en las compuestas. El hueco más severo de las cargas de **BT** se produce para las que estén conectadas a U_{ca} cuando la falta se produce cerca de la subestación. En ningún caso esta magnitud es inferior los 0.95 p.u. Si el sistema de puesta a tierra no limitase la corriente (neutro rígido a tierra) los usuarios de baja se verían mucho más afectados por este tipo de faltas. En las gráficas de tensiones en **BT** se puede observar la influencia del cable en la tensión ya que a los 2.5km en el sistema hay un nudo donde se suministra a la línea en falta y a la línea de los usuarios que se está monitorizando en **BT**. Cuando la falta está en cabecera los usuario se ven afectados y con mayor intensidad cuanto más se acerca al nudo de conexión de los alimentadores, hasta el punto en el que la falta se aleja por una línea paralela y pierde influencia sobre ellos.

Con falta bifásica sin contacto a tierra las tensiones compuestas U_{bc} y U_{ca} apenas sufren cambio en su magnitud. Las tensiones simples afectadas sufren un hueco de 0.5 p.u. y no sufre hueco la fase sana. Las tensiones simples en **MT** tienen un comportamiento muy dispar (Fig. 4.11a). Mientras que la fase sana no sufre variación, una de las fases afectadas sufre los huecos más profundos cuando la falta se produce cerca del punto de conexión de la línea L_2 , la otra fase sufre huecos menos severos según la falta se aleja de la **ST**. La tensiones compuestas en **MT** (Fig. 4.12a) presentan una interrupción para las cargas conectadas a U_{ab} cuando la falta se produce en la **ST**. Una de las otras dos tensiones sufre un hueco ligero. En ambos casos se mitiga el efecto según la falta se aleja de la **ST**. En el caso de las cargas conectadas en **BT** les sucede algo parecido a las de **MT** con la diferencia que en este caso las tensiones simples tienen el comportamiento de las compuestas de **MT** y las compuestas de **BT** tienen el comportamiento de las simples de **MT** (Fig. 4.11b y 4.12b). La zona hasta los 2.5km como ya se ha dicho corresponde a la cabecera de los usuarios de **BT**. Distancias mayores implican que la falta se ha producido en una línea paralela a la de los usuarios. Los usuarios conectados a la fase A sufren interrupción cuando la falta se produce en cabecera no así los conectados a tensiones compuestas que sufren huecos. Esto se debe a la acción del transformador de **BT**.

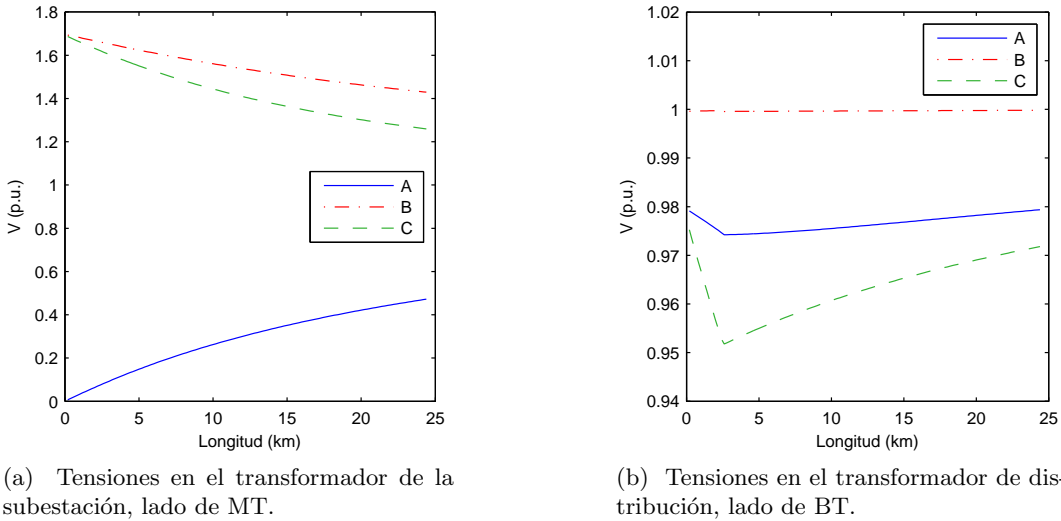
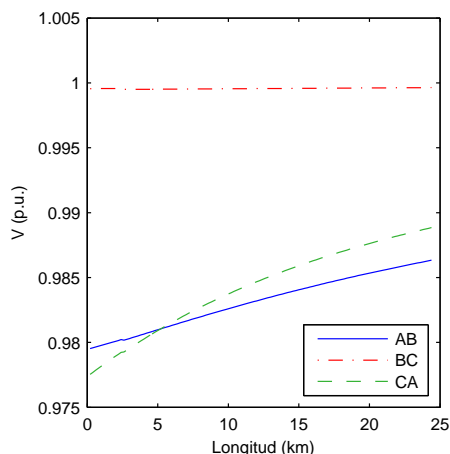


Figura 4.9: Tensiones simples en distintos puntos de la red ante una falta monofásica, en función de la distancia de la falta a la subestación.

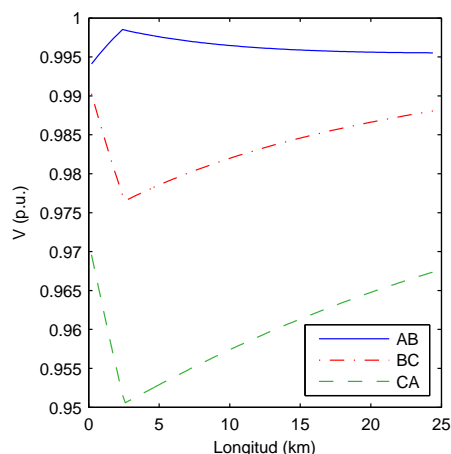
El último tipo de falta es la bifásica con contacto a tierra. Sus curvas son muy parecidas a las vistas en el caso de bifásica sin contacto a tierra. La diferencia está en las tensiones de **MT**. Dos de las tensiones simples están próximas a cero para faltas cercanas a la **ST** y aumenta según se alejan de la **ST** (Fig. 4.13). La fase sana eleva su tensión en los puntos de **BT** el transformador de distribución impide el paso de la componente homopolar y por tanto las curvas son similares a las de las Fig. 4.11b y 4.12b.

4.4.3. Influencia de la resistencia de falta en las tensiones

Al igual que se veía en el apartado C.2 la influencia de la resistencia de la falta en la corriente de cortocircuito, en este apartado se muestra como el valor de la resistencia de falta influye en la profundidad del hueco visto por las cargas en los distintos niveles de tensión. En la Fig. 4.14 se han calculado las tensiones para el punto donde se produce la falta, en la **ST** y en el lado de **BT** con una falta monofásica. Los



(a) Tensiones en el transformador de la subestación lado de MT.



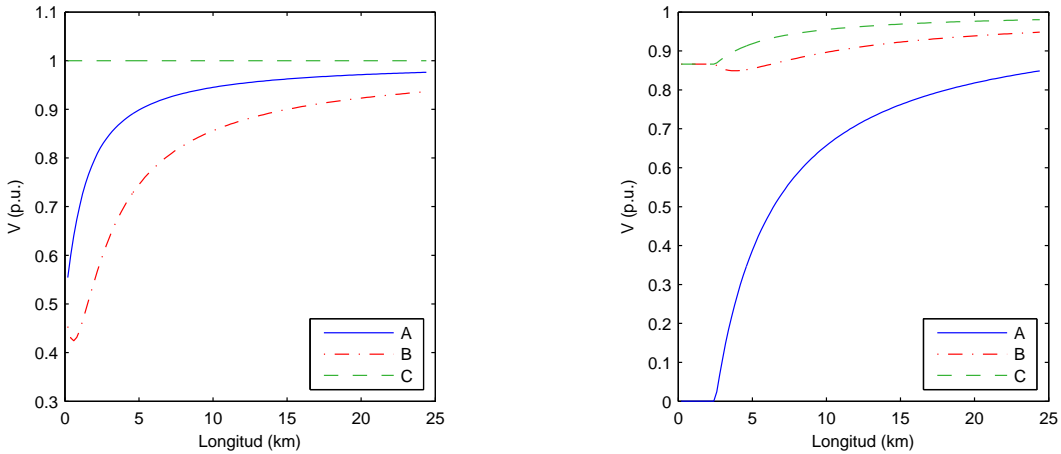
(b) Tensiones en el transformador de distribución lado de BT.

Figura 4.10: Tensiones compuestas en distintos puntos de la red ante una falta monofásica, en función de la distancia de la falta a la subestación.

huecos de tensión no son muy profundos por la limitación en corriente que impone la impedancia zig-zag. Cuanto mayor es la resistencia de falta menor es el hueco de la fase afecta en MT y menor la sobretensiones que afectan a las otras dos fases. En BT las cargas conectadas a tensiones compuestas no ven sobretensión. El aumento de la distancia de la falta a la ST hace que las curvas se desplacen paralelas y hacia arriba, consiguiendo que los huecos sean de menor magnitud.

4.4.4. Efecto de los huecos de tensión en los equipos sensibles

En menor o mayor grado todos los equipos eléctricos son sensibles a los huecos de tensión. Ejemplos de equipos eléctricos muy sensibles a huecos de tensión son los contactores, que suelen conectar los motores a la alimentación. La tensión de la red sirve para alimentar una bobina que mantiene el contacto en la posición correcta. Cuando la tensión cae el contacto abre, para prevenir el arranque del motor ante una venida súbita de la tensión. Esta estrategia es buena cuando se tratan de interrupciones largas del suministro, ya que un arranque de motor a la vuelta de la tensión



(a) Tensiones en el transformador de la subestación lado de MT.

(b) Tensiones en el transformador de distribución lado de BT.

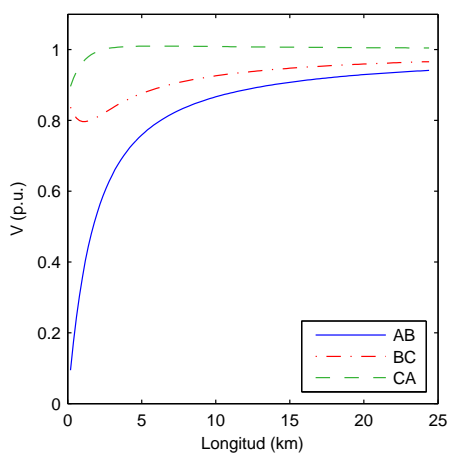
Figura 4.11: Tensiones simples en distintos puntos de la red ante una falta bifásica sin contacto con tierra, en función de la distancia de la falta a la subestación.

puede causar problemas de seguridad a las personas, pero puede ocasionar muchos paros injustificados cuando esta acción sucede debido a un hueco.

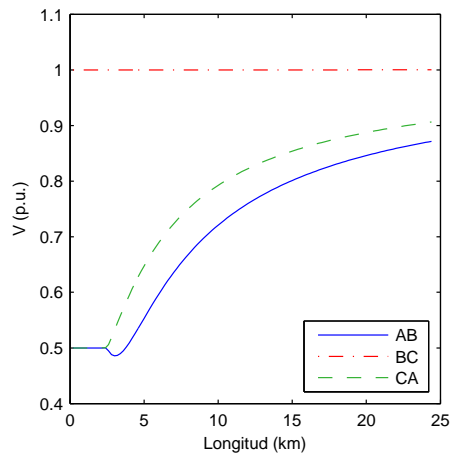
Los controladores de velocidad de los motores (Adjustable speed driver) pueden disparar por un hueco de tensión debido a distintos fenómenos [75].

- El controlador o la protección detectan un cambio repentino en las condiciones de operación y disparan para prevenir daños en la electrónica del equipo.
- El hueco puede causar una caída de tensión en el bus de continua y provocar una disfunción del equipo, el disparo del controlador o del inversor PWM.
- El incremento de la corriente durante el hueco puede causar el disparo de la protección contra sobrecorriente o la fusión del fusible de los componentes electrónicos.

Uno de los grupos más importantes, por su gran número y su influencia en otros procesos, son los equipos electrónicos de control. Estos equipos requieren para su



(a) Tensiones en el transformador de la subestación lado de MT.



(b) Tensiones en el transformador de distribución lado de BT.

Figura 4.12: Tensiones compuestas en distintos puntos de la red ante una falta bifásica sin contacto con tierra, en función de la distancia de la falta a la subestación.

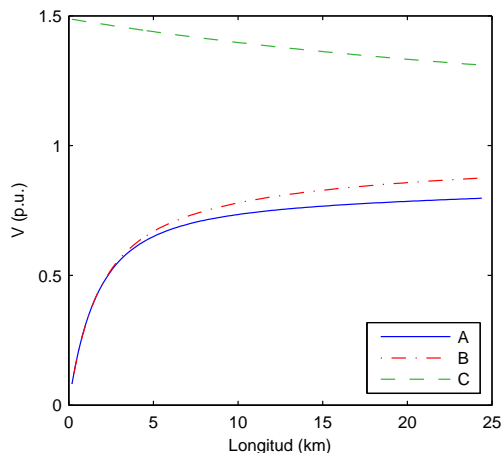
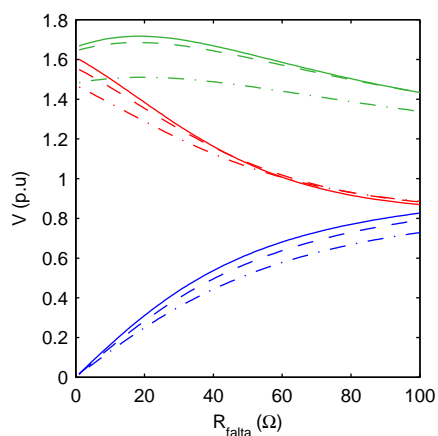
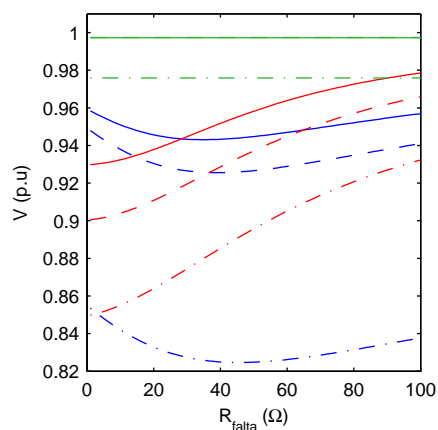


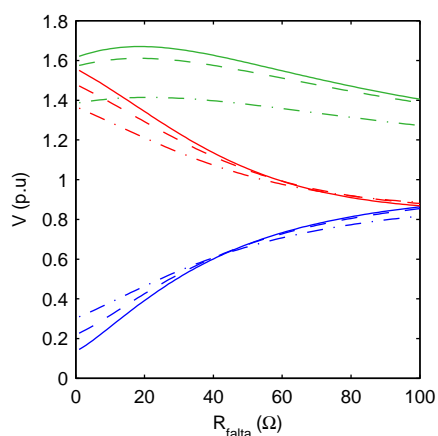
Figura 4.13: Tensiones en el transformador de la ST en el lado de MT ante una falta bifásica a tierra, en función de la distancia. — fase A , — fase B, — fase C.



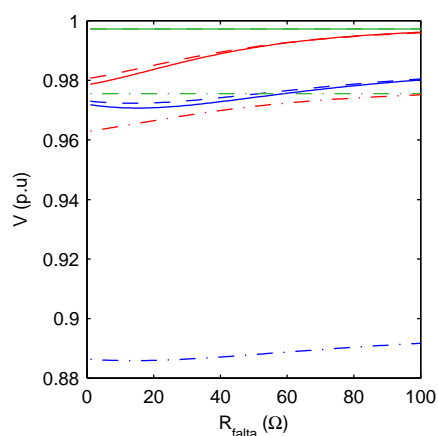
(a) Tensiones simples en el punto de la falta.



(b) Tensiones compuestas en el punto de la falta.

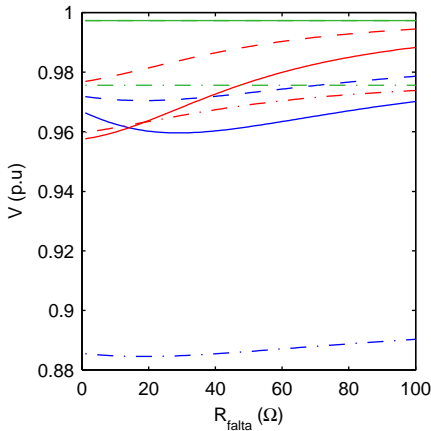


(c) Tensiones simples en el transformador de la subestación, lado de MT.

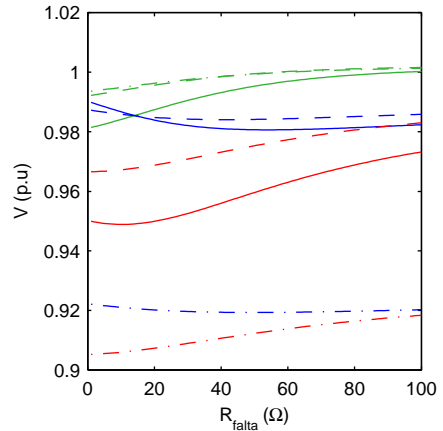


(d) Tensiones compuestas en el transformador de la subestación, lado de MT.

Figura 4.14: Influencia de la resistencia de falta en las tensiones para una falta monofásica. — fase A, — fase B, — fase C. Longitudes de las líneas: — 5km, - - - 10km, -.- 15km. (Cont.)



(e) Tensiones simples en el transformador de distribución lado de BT.



(f) Tensiones compuestas en el transformador de distribución lado de BT.

Figura 4.14: Influencia de la resistencia de falta en las tensiones para una falta monofásica. — fase A, — fase B, — fase C. Longitudes de las líneas: — 5km, - - - 10km, .-. 15km.

funcionamiento fuentes de alimentación en CC. A partir de rectificación de la CA se obtiene CC no regulada (bus de continua) para posteriormente regular esta CC y enviarla como salida a los dispositivos lógicos. Si la CA de la red cae hasta cierto valor, la CC sin regular también lo hace. Sin embargo el regulador es capaz de mantener durante un corto periodo de tiempo el nivel de tensión a la salida. Incluso si la caída en el bus de continua no excede cierto rango de valores, el regulador es capaz de mantener la salida por tiempo indefinido. En el caso de que la caída sea muy profunda, el regulador no es capaz de hacer la compensación y el equipo deja de funcionar correctamente.

Una forma muy común de representar la habilidad de los equipos sensibles para soportar los huecos de tensión es mediante su curva de inmunidad. Una de las curvas más conocidas es la curva usada por la (ITIC) (Information Technology Industry Council) para comprobar la inmunidad de los ordenadores y los microprocesadores. Estas curvas se encuentra dibujadas de muy distintas formas (referencias [75, 80, 81]).

Una definición de la misma se puede encontrar en el [IEEE Standard 446 \[82\]](#) y su uso en el [IEEE Standard 1346 \[83\]](#). Se ha convertido en una referencia sobre tolerancias a la tensión de alimentación de los equipos electrónicos. La Fig. 4.15 muestra la curva ITIC.

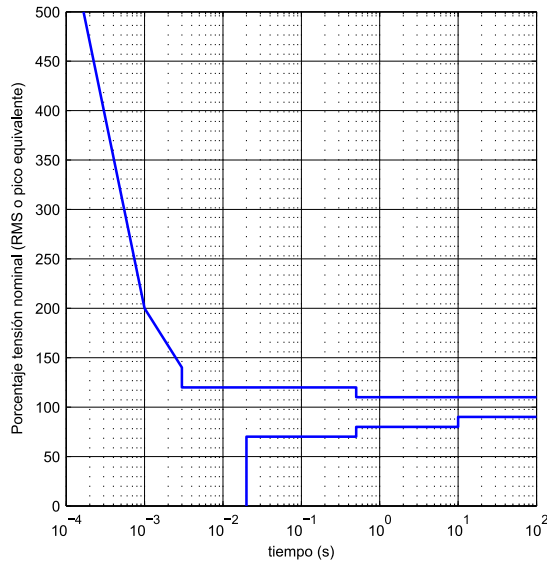


Figura 4.15: Curva ITIC de sensibilidad de equipos electrónicos frente a huecos.

La curva se compone de dos funciones. La región que queda entre los dos trazos es la zona de funcionamiento seguro de los equipos. La región que queda por encima del trazo superior es la zona en la que el equipo no puede soportar la sobretensión y se pueden producir daños. En la zona que queda por debajo del trazo inferior el equipo no sufre daño pero deja de funcionar correctamente. Tanto los huecos como las sobretensiones se pueden representar por medio de puntos en la Fig. 4.15. Sólo es necesario conocer su magnitud y duración. Los puntos que caigan por encima del trazo superior son sobretensiones que estropean el equipo o reducen su vida útil considerablemente. Los puntos que caen por debajo del trazo inferior son huecos de tensión que hacen que el equipo se apague.

4.4.5. Coordinación hueco de tensión y protección contra sobrecorriente

Ante una falta en la red, los equipos que están conectados en BT sufren un hueco de tensión. Según lo explicado en el apartado anterior en función de la magnitud del hueco y de su duración puede que el equipo se apague. La magnitud del hueco está relacionada con la corriente de cortocircuito y la duración con el tiempo de despeje de la falta por las protecciones.

La duración de un hueco de tensión causado por una falta en una red radial es igual a la duración de la falta. Para estimar este tiempo, las faltas se van a tratar como eventuales, cuya duración será igual al tiempo de despeje del primer disparo del sistema de protección. Se asume que las protecciones actúan coordinadamente en todo momento y que ninguna de ellas falla en el despeje. En un alimentador protegido por el interruptor de cabecera, un reconectador y un fusible la secuencia de actuación ante falta en el alimentador es la siguiente.

- Cuando la falta se produce aguas abajo del reconectador, es la curva rápida del reconectador la que limita el tiempo del hueco sin tener en cuenta si la falta se ha producido antes o después del fusible.
- Si la falta se produce por encima del reconectador, la despeja el relé de cabecera.
 - Si la corriente de esta falta es menor que la consigna para retardo independiente del relé, éste dispara con la parte de la curva temporal (TOC).
 - Por contra si esta corriente es mayor, el despeje se realiza con la parte instantánea de la curva (IOC).
- El fusible nunca actúa ya que se ha considerado que la falta se extingue antes del primer reenganche del reconectador.

Luego las curvas CCT a tener en cuenta son la curva rápida del reconectador y los dos tramos de curva del relé de cabecera. A estos tiempos de disparo de los relés de las protecciones hay que sumar el tiempo que tarda el interruptor en cortar la corriente. Se toma un tiempo de 0.06 s según [84, 85]. La Fig. 4.16 define el tiempo de despeje (t_{desp}) que es el tiempo que tarda el sistema en despejar la falta, considerando la actuación combinada de las protecciones. En ella se han calculado las curvas t_{desp} para los distintos tipos de falta que suceden desde el alimentador principal hasta el

final de la línea L_1 para una carga conectada en BT en L_2 . Las curvas presentan tramos verticales que corresponden al valor de corriente a partir del cual el despeje de la falta corresponde a otra protección. Así en la falta monofásica el primer tramo corresponde a la curva rápida del reconectador y el segundo tramo a la curva TOC del relé del interruptor de cabecera. Ante faltas que implique más de una fase, las corrientes bajas se despejan por la curva rápida del reconectador, a partir de un valor es la curva TOC del interruptor de cabecera y cuando la corriente de falta es muy alta actúa la característica IOC.

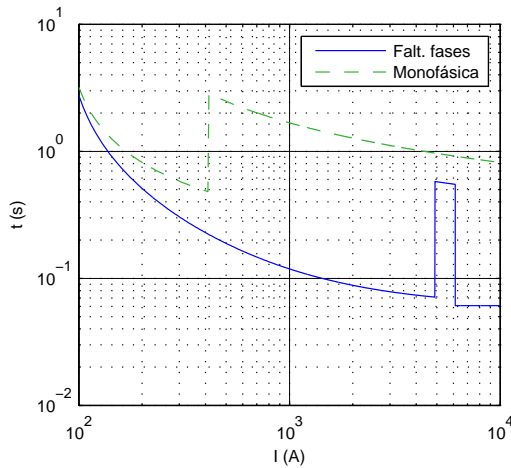


Figura 4.16: Duración del hueco de tensión visto por las cargas conectados a BT cuando hay una falta en el alimentador y otra línea.

Para representar la posibilidad de fallo del equipo sensible en las gráficas CCT, se define la curva de tiempo crítico en la carga (t_{crit}). Esta curva delimita el máximo tiempo que puede durar un hueco para que el equipo no quede fuera de servicio. Para dibujarla hay que combinar dos funciones. Primero se calcula la tensión en la carga para distintos valores de corriente de cortocircuito. Estas tensiones se introducen en la curva de sensibilidad de la carga (Fig. 4.15) para obtener la representación corriente de falta-tiempo crítico. Esta última función es la que se representa en el diagrama CCT. En la Fig. 4.17 se ha representado la curva tensión-corriente y la curva (t_{crit}) para una falta trifásica en la red.

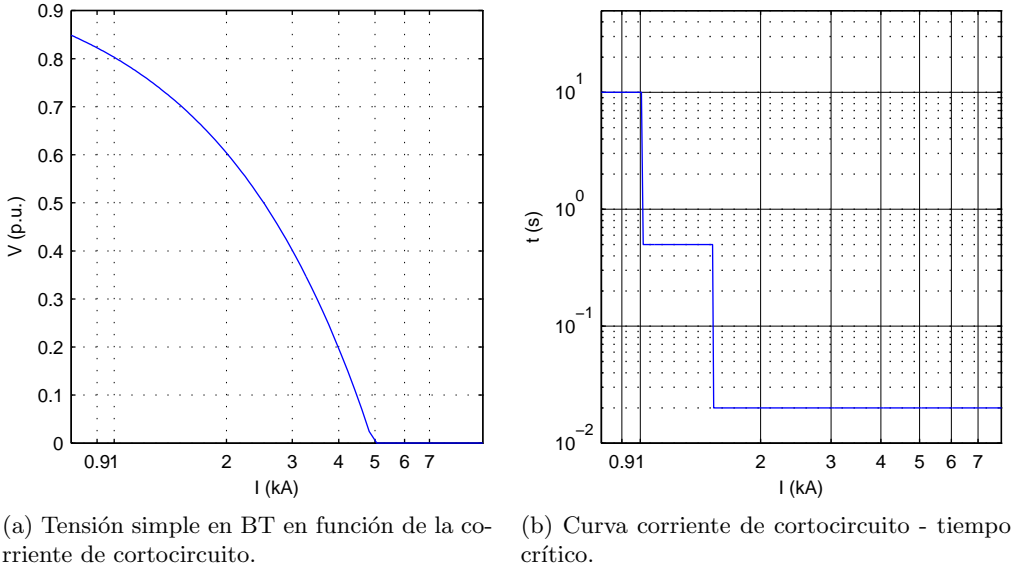
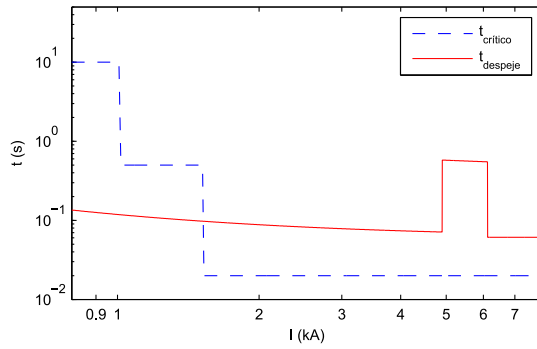
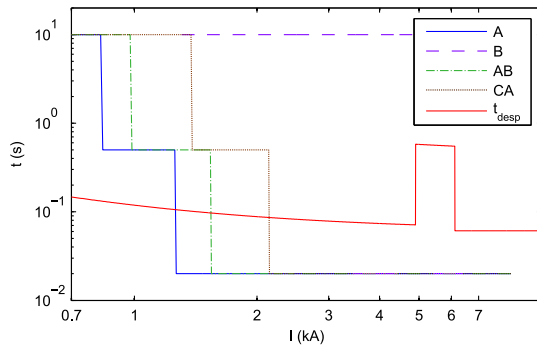


Figura 4.17: Curvas para el cálculo del tiempo crítico para falta trifásica.

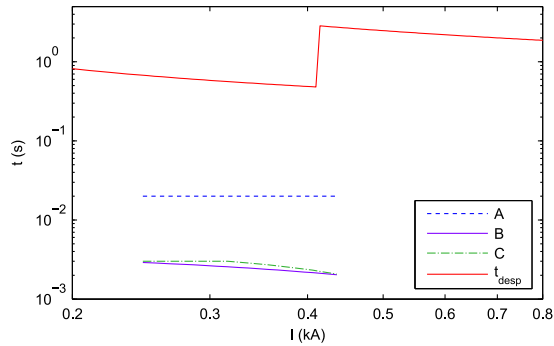
Si se representan las curvas de t_{desp} y t_{crit} en la misma gráfica se pueden conocer las corrientes de falta que producen huecos de tensión. Y que pueden causar la desconexión de las cargas. Dependiendo a qué fase o fases esté conectada la carga, tendrá una curva de t_{crit} u otra. En función del tipo de falta que se produzca en la red se obtienen distintos t_{desp} . Si las curvas de t_{crit} está por encima de la curva t_{desp} entonces la carga no se ve afectada por el hueco de tensión. Si la curva de t_{crit} está por debajo de la de t_{desp} entonces la carga se desconecta ante el hueco de tensión. Si la curva t_{desp} cruza a la de t_{crit} , todos los valores de corriente de cortocircuito que cumplan $t_{crit} \leq t_{desp}$ provocan el fallo de la carga. Ejemplos de esta coordinación frente a huecos de tensión se muestran en la Fig. 4.18. Las faltas se han producido en MT y en una línea paralela a la que están conectadas las cargas, tal y como se ha explicado en el apartado 4.4.2. La Fig. 4.18a muestra que faltas trifásicas cuyo valor sea inferior a 1.6kA no afectan a las cargas conectadas en BT, ya que la curva rápida del reconectador es capaz de despejarlas antes de que se produzca el fallo en ellas. Faltas trifásicas inferiores a 1.6kA en la red de análisis corresponden a faltas



(a) Falta trifásica.



(b) Falta bifásica a tierra.



(c) Falta monofásica.

Figura 4.18: Coordinación frente a huecos de las cargas críticas. Donde dice A,B,C... se refiere a los t_{crit} de las fases citadas.

producidas a más de 11km de la **ST**. En el caso de faltas bifásicas (Fig. 4.18b) depende de entre que fases se encuentre conectada la carga para que le afecten más los huecos de tensión. A partir de faltas con corriente de cortocircuito mayores de 1.25kA, cuya falta se ha generado entre las fases A y B, las cargas de **BT** conectadas a la fase A se desconectan a causa del hueco de tensión. Lo mismo les sucede a las cargas conectadas entre AB y CA para valores de corriente de cortocircuito superiores a 1.5kA y 2.1kA respectivamente. La fase B sufre hueco pero no condiciona el funcionamiento de las cargas ya que las protecciones despejan la falta con antelación a la desconexión de la carga. Las fases C y BC no sufren ni hueco, ni sobretensión. Cuando se produce una falta monofásica, las corrientes son tan bajas con este sistema de puesta a tierra que no generan huecos de tensión en las cargas de **BT**. Es por ello que en la Fig. 4.18c se ha representado la coordinación para cargas de **MT** conectadas en cabecera. La fase A sufre un hueco que debería ser despejado en menos de un ciclo (0.02 s) para evitar que la carga se apague. Las fase B y C por contra sufren sobretensión cuyo t_{crit} ronda los 2 ms. En ninguno de los tres casos se puede evitar que la carga sufra las consecuencias de la falta, ya que aunque se bajasen los tiempos de despeje de las protecciones, poniendo otras más rápidas, nunca se conseguiría llegar a los 0.02 s debido al tiempo que necesitan los interruptores para extinguir el arco.

4.5. Impacto de la GD en la distribución

La **GD** puede incrementar o decrementar la corriente de cortocircuito vista por las protecciones en función de varios factores:

- El tipo de generación.
- El punto de la instalación donde se conecte.
- El tamaño, potencia y número de generadores.

La contribución de la corriente de falta de la **GD** conectada a una interface electrónica dependerá de la máxima corriente y duración para la cual el convertidor se ha diseñado. Para algunos convertidores, la contribución a la falta puede ser menor de un ciclo. La corriente de falta de los generadores síncronos depende de las tensiones de prefalta, la reactancia síncrona, la reactancia subsíncrona y la característica de excitación de la máquina. La contribución que hacen los generadores asíncronos sólo es importante en unos pocos ciclos y puede ser calculada dividiendo la tensión de

pre-falta por la reactancia transitoria de la máquina. En la Tabla. 4.14 se muestran valores de cortocircuito típicos para distintos tipos de GD [86].

Tipo de GD	Corriente de falta en los terminales cortocircuitados, como porcentaje de la corriente nominal de salida.
Convertidor	100 - 400 % (la duración depende de los puntos de consigna del controlador, y la corriente puede ser incluso menor del 100 % para algunos inversores).
Generador síncrono	500-1000 % para los primeros ciclos y decayendo hasta 200-400 %
Generador de inducción	500-1000 % para los primeros ciclos y decayendo a valores despreciables transcurridos aproximadamente 10 ciclos.

Tabla 4.14: Típica corriente de falta de la GD.

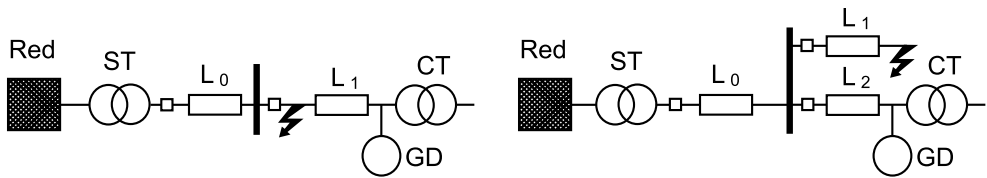
Con el fin de restringir los casos de estudio. Se va a asumir para el resto de los apartados que la GD es una máquina síncrona cuya tensión de prefalta es de 1 p.u. Esta decisión se justifica en que es esta máquina la que más afecta a las corrientes de cortocircuito y por tanto a los huecos de tensión, según se ve en la Tabla. 4.14.

4.5.1. Impacto de la GD en el sistema de protección

La presencia de la GD supone un incremento de la corriente de cortocircuito, variaciones de las corrientes vistas por las protecciones y las tensiones vistas por las cargas. Las posibilidades se resumen en la figura 4.19 donde la falta se produce en el alimentador 1 y la medida de tensión se toma en el alimentador 1 ó 2. Según se sitúe la GD se obtienen los casos:

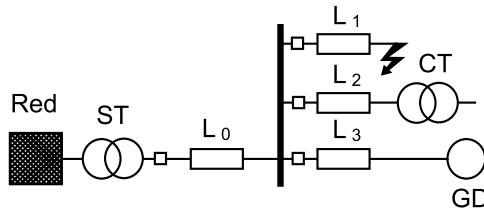
- GD instalada en el alimentador con falta.
- GD instalada en el alimentador donde están las cargas de BT.

- GD instalada en un alimentador adyacente al alimentador en falta y al de la carga.



(a) GD, falta y carga en el mismo alimentador.

(b) GD y carga en el mismo alimentador.



(c) GD, falta y carga en alimentadores independientes.

Figura 4.19: Posibles posiciones de la GD respecto del punto de medida de huecos de tensión (lado de BT del transformador de distribución).

Para el estudio de las corrientes de falta, los casos 4.19b y 4.19c son equivalentes. Para el estudio de las tensiones en la carga el caso 4.19a no aplica ya que la tensión que ve la carga es siempre nula, sufre una interrupción.

La actuación de las protecciones está condicionada a las corrientes de cortocircuito que ven en la red. Al estar presente la GD se producen variaciones en la magnitud de esta corriente que provocan cambios en los tiempos de disparo. La carga sólo se ve afectada por las variaciones de tensión, no directamente por la corriente de falta. En el caso de la Fig. 4.19a, la carga sufre interrupción y en el resto de casos huecos de tensión. En algunos casos el efecto de la GD respecto a los huecos no es perjudicial como se ve en el apartado 4.5.2.

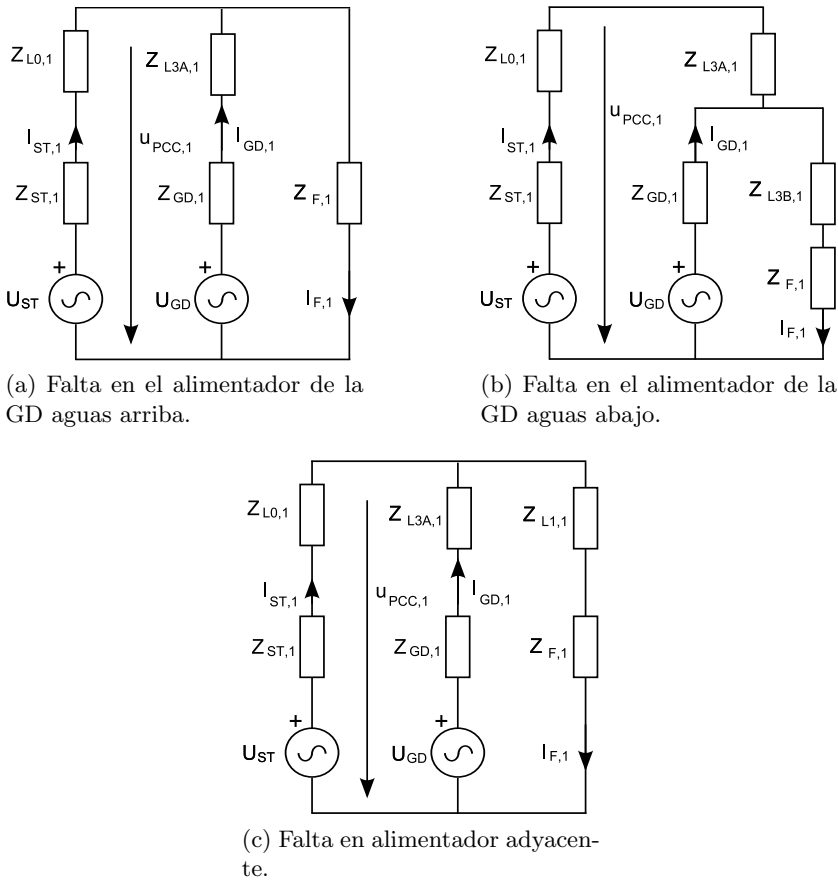


Figura 4.20: Diagramas de secuencia para falta trifásica (Secuencias directa).

En las Fig. 4.20 y 4.21 se muestran los diagramas de secuencia en los casos de que la falta se produzca en alimentador de la GD aguas arriba o aguas abajo de ésta y en un alimentador adyacente. Los diagramas para la secuencia inversa son iguales a los de la directa pero con los generadores cortocircuitados. Con estos diagramas se pueden calcular las corrientes y tensiones vistas en distintos puntos de la red. El transformador de la ST es un YNd11 con puesta a tierra por impedancia homopolar.

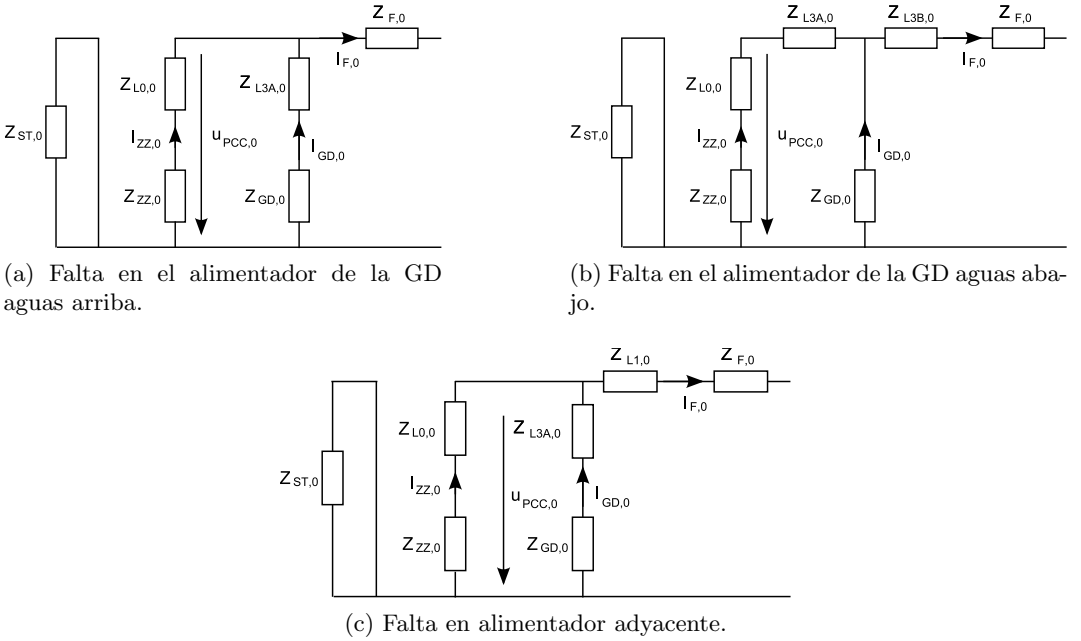


Figura 4.21: Diagramas de secuencia homopolar.

Los valores de reactancia de la máquina síncrona que se usan durante el estudio se presentan en la Tabla. 4.15. Para hacer el estudio de la potencia de GD instalada en la red, se ha diseñado un módulo con una máquina síncrona de 1.2MVA conectada a un transformador DYn11 2MVA 20kV/400V $Z_{cc}=6.5\%$, que a su vez se conecta a la red. Conectando varias unidades en paralelo sucesivamente se consigue estudiar la influencia de la potencia instalada en las corrientes y tensiones.

X'	X_1	X_2	X_0
0.169	0.13	0.13	0.15

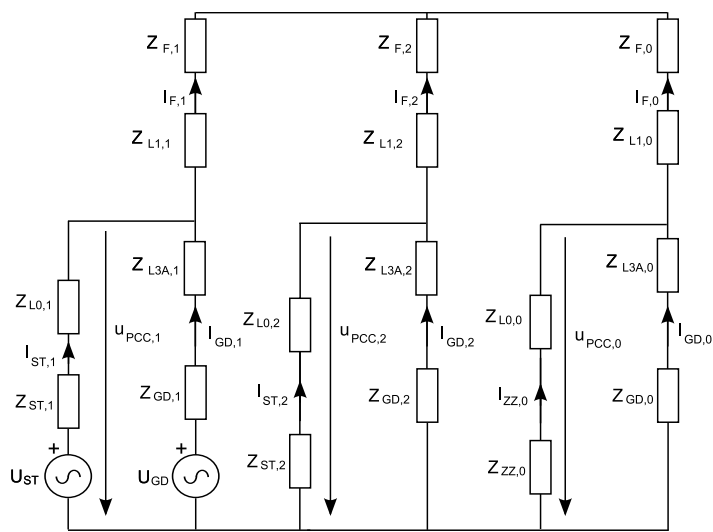
Tabla 4.15: Valores de las reactancias de la GD.

GD y falta en alimentadores distintos

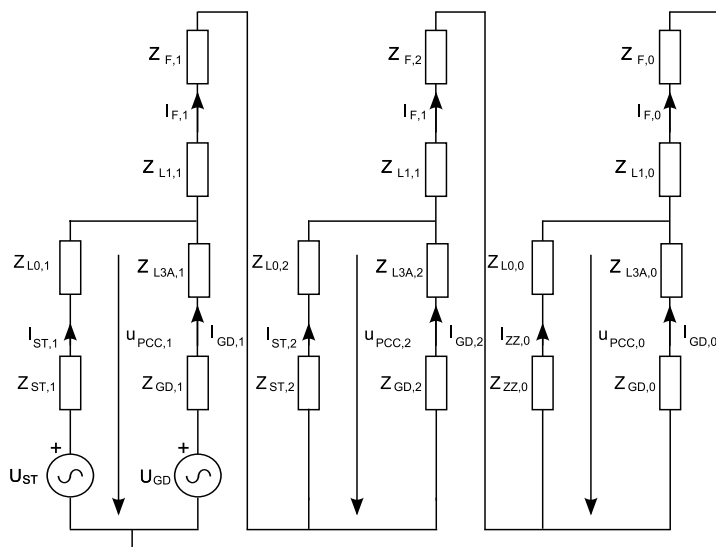
Este caso viene representado por el diagrama de la Fig. 4.19c. Cuando se produce una falta en un alimentador que está conectado a una subestación de la que cuelgan otros alimentadores donde hay instalada GD, la corriente de cortocircuito es suma de la corriente de la red de alta tensión y de las corrientes de cortocircuito que aporta la GD. En la Fig. 4.22 se representan las redes de secuencia para el sistema descrito en caso de falta bifásica a tierra y monofásica. El caso trifásico ya se ha representado en la Fig. 4.20. Estos circuitos permiten calcular las corrientes que circulan por las protecciones en función de la distancia de la GD a la subestación y de la potencia de GD instalada.

Como ejemplo de lo que ven las protecciones se han representado las gráficas de la Fig. 4.23. En este caso de estudio se han conectado varias unidades de GD hasta sumar 12MVA a una distancia de 2km del PCC y por lo tanto a 4.5km de la ST. En la gráfica 4.23a se han representado la corriente de falta, tanto en el caso sin GD como con ella, la vista por la protección de cabecera, la corriente que ve el reconectador del alimentador en falta y la corriente que ve el reconectador del alimentador de la GD, cuando se produce una falta trifásica en el alimentador. La corriente de falta aumenta en presencia de la GD. Cuando la falta está aguas abajo del PCC, el aporte de corriente de la GD hace que la corriente que ve el reconectador de la línea en falta sea ligeramente mayor que la corriente que ve el interruptor de cabecera. Este aumento hace que el primer disparo del reconectador sea más rápido que en el caso de que no hubiese GD y por lo tanto no perjudica a la coordinación entre protecciones. Cuando la falta se produce aguas arriba del PCC, la corriente que ve el reconectador de la línea en falta es nulo al no haber GD instalada en ese alimentador. Sin embargo la protección del alimentador donde está instalada la GD ve una corriente de entorno a 1kA. Si esta protección es un reconectador con los puntos de consigna dados en el apartado 4.3, ésta dispara a los 0.05 s. Significa que se ha dejado el alimentador sin conexión a red y por lo tanto la GD está trabajando en isla. En la Fig. 4.23b se ha representado el caso monofásico.

Cómo disparen las protecciones depende de la potencia instalada de GD en el alimentador y de la distancia de la GD a la subestación. La distancia a la ST no es un parámetro muy crítico y en las simulaciones se ha visto como las distintas curvas prácticamente se superponen.



(a) Falta bifásica a tierra.



(b) Falta monofásica.

Figura 4.22: Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta en un alimentador adyacente a la GD.

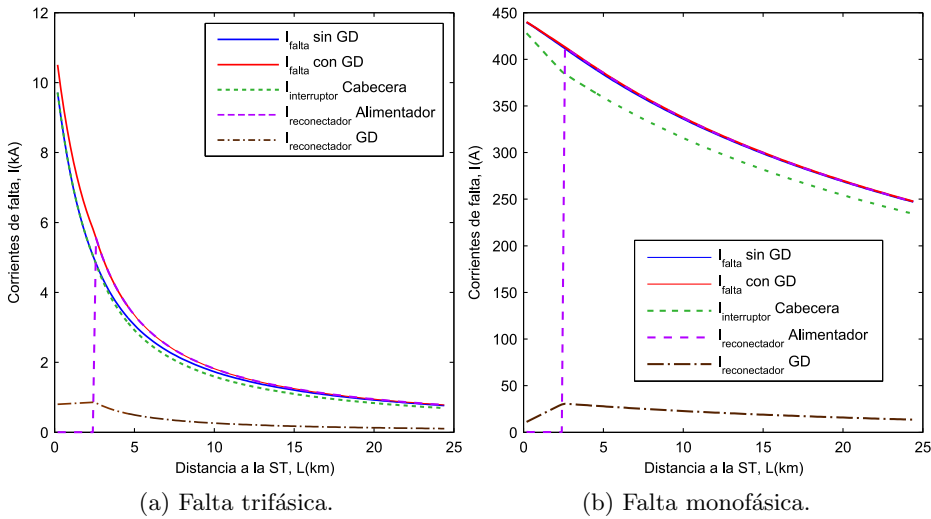


Figura 4.23: Corrientes en las protecciones de los alimentadores para distintos tipos de falta en un alimentador adyacente a la GD.

En el siguiente estudio se ha situado la GD a 4.5km de la ST y se han conectado máquinas de 1.2MVA en ese punto progresivamente para cada una de las simulaciones. En la Fig. 4.24 se ha calculado la corriente aportada durante una falta trifásica por la GD en función de la potencia instalada. Cuanto más potencia, el relé de la línea con GD ve más corriente y por tanto disparará más rápido. El relé del alimentador en falta sigue la misma tendencia. Por contra el relé de cabecera ve menos corriente, ya que es la GD la que empieza a tener una influencia importante en la corriente de falta.

Para evitar que el reconector de la GD dispare, se puede hacer operar éste con curvas más lentas, que permitan despejar la falta al reconector de la línea con falta antes de que actúe el de la GD. Otra posible solución es el uso de relés direccionales en los alimentadores que tengan GD, ya que la corriente de falta que ve el relé de la GD va en dirección a la ST.

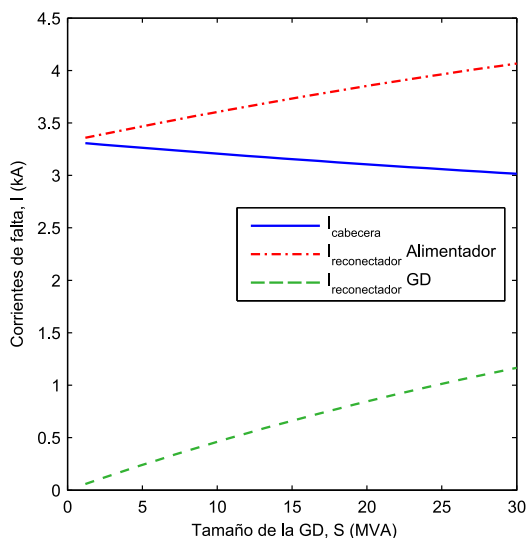
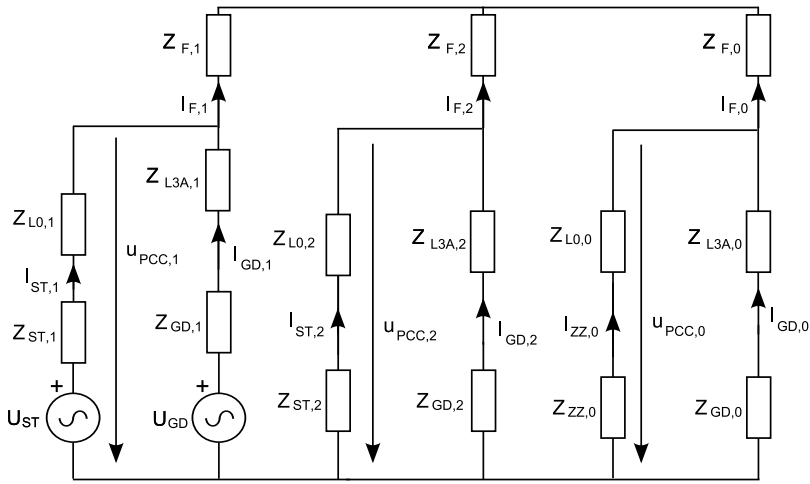


Figura 4.24: Corrientes aportada por la GD en función de su tamaño. Falta trifásica.

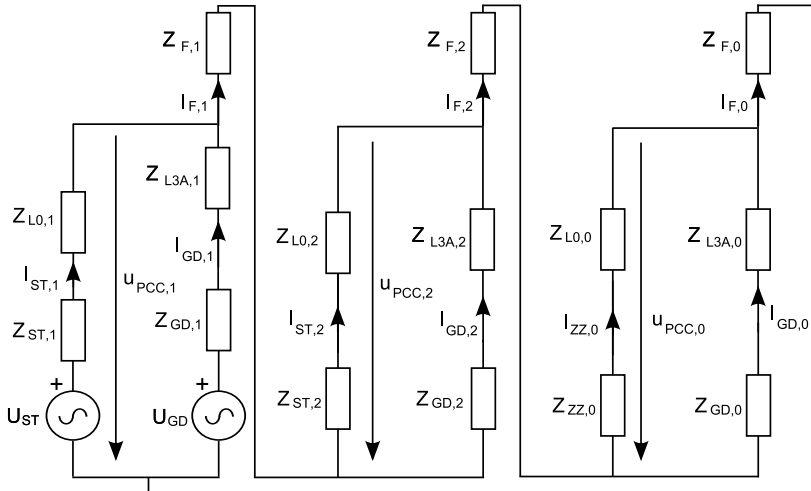
GD y falta en el mismo alimentador

En este caso la falta se produce en el mismo alimentador en el que está instalada la GD (Fig. 4.19b). En la Fig. 4.25 se han representado los diagramas de secuencia para las faltas monofásica y bifásica a tierra para una falta producida aguas arriba del alimentador. En la Fig. 4.26 se han representado los diagramas para los mismos casos de falta pero cuando esta se produce aguas abajo del alimentador.

Aplicando las mismas condiciones del apartado anterior se han representado las curvas de corriente que ven las protecciones (Fig. 4.27). Cuando la falta se produce aguas arriba de la GD, el reconector ve la corriente que aporta la GD, y el interruptor de cabecera la corriente que viene de la subestación. En este caso el problema surge por la incertidumbre en el disparo del reconector. Aunque dispare primero el interruptor de cabecera, la falta va a seguir alimentada por la GD, con lo cual si la falta es permanente es seguro que disparará el reconector. Sin embargo si la falta es transitoria puede que la poca corriente que aporta la GD no haga disparar la protección, en cuyo caso la GD queda trabajando en isla. Este efecto es más pronunciado en el caso de falta monofásica.

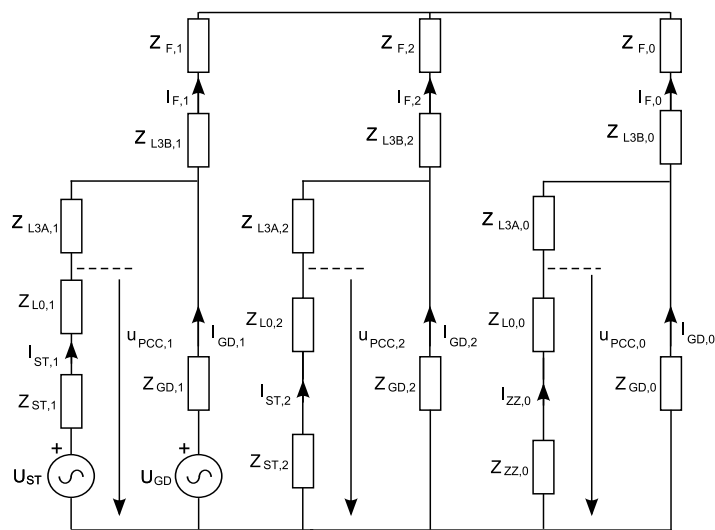


(a) Falta bifásica a tierra.

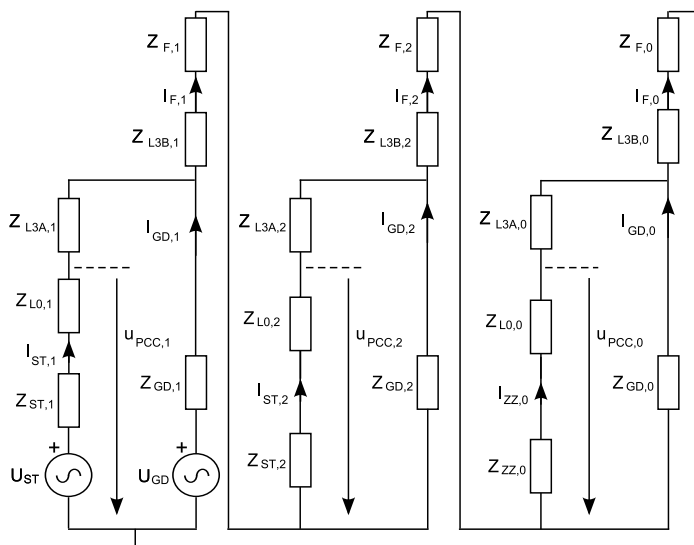


(b) Falta monofásica.

Figura 4.25: Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta aguas arriba de la GD.



(a) Falta bifásica a tierra.



(b) Falta monofásica.

Figura 4.26: Diagramas de secuencia para distintos tipos de falta aguas abajo de la GD.

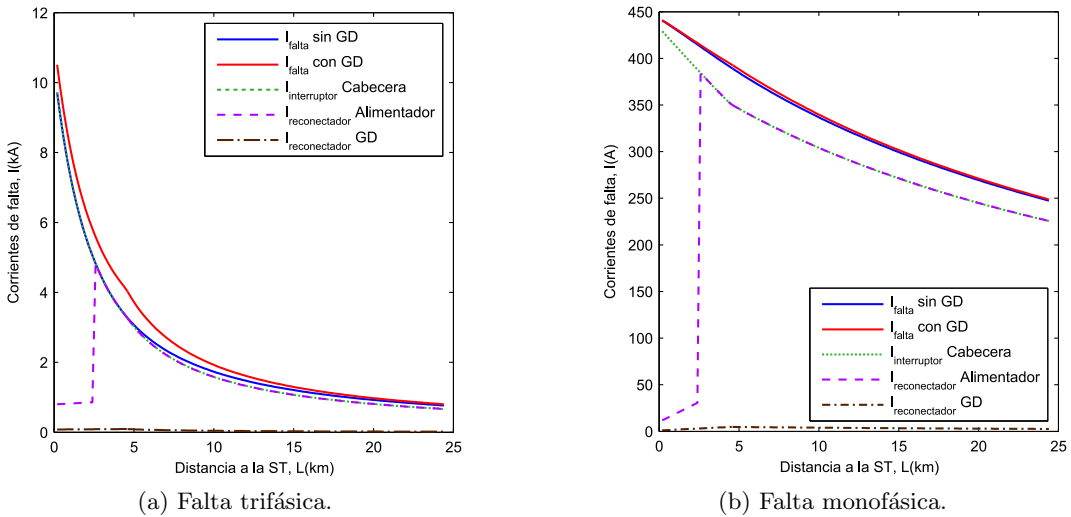
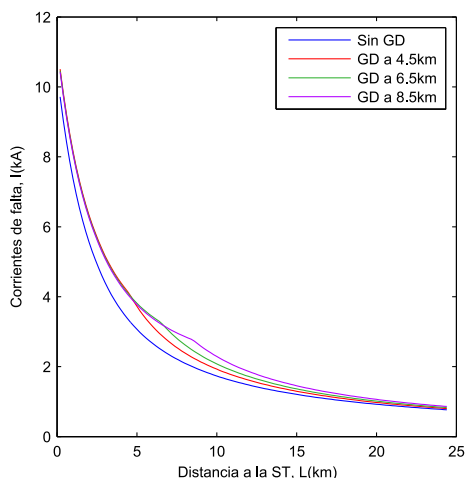


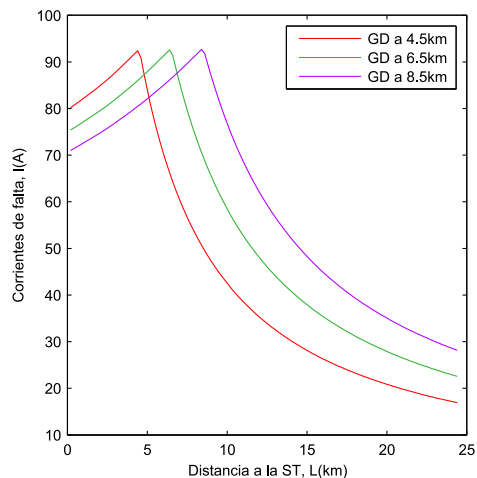
Figura 4.27: Corrientes en las protecciones del alimentador con GD para distintos tipos de falta.

Una forma de ver la influencia de la GD respecto a su posición es ver como se comporta la corriente aportada en función de dónde se produzca la falta y en que posición se encuentra la GD en la instalación. En la Fig. 4.28 se muestra el comportamiento de la corriente de falta y de la GD en función de la posición de la GD en el alimentador que sufre la falta en el caso de falta trifásica. Se aprecia que el aumento de la corriente en la falta sólo es significativo cuando esta se produce en puntos aguas arriba de la GD. Aguas abajo la tendencia de las curva es a confundirse con la del caso sin GD.

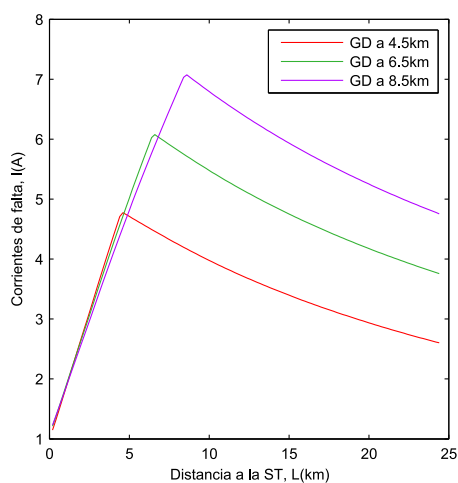
La influencia del tamaño de la GD respecto de las corrientes de falta se muestra en la Fig. 4.29 para el caso de falta trifásica a 22.5km de la ST. La GD está conectada a 4.5km de la ST, por lo que la falta se produce aguas abajo. La corriente de falta aumenta con el aumento de la potencia de GD conectada al alimentador. La misma tendencia sigue la corriente aportada por la GD. Por contra, la corriente vista por el interruptor de cabecera disminuye con el aumento de la potencia inyectada. Esto significa que si hay un fusible entre la GD y la falta éste ve corrientes de falta mucho



(a) Corriente de falta con falta trifásica.



(b) Corriente aportada por la GD con falta trifásica.



(c) Corriente aportada por la GD con falta monofásica.

Figura 4.28: Corriente aportada por la GD en función de su posición y el lugar de la falta.

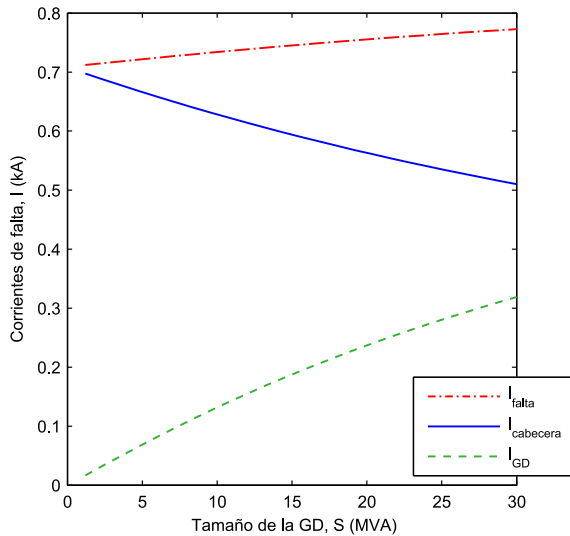


Figura 4.29: Influencia de la potencia de la GD en las corrientes de falta. GD a 4.5km y falta a 6.5km de la ST

mayores que el reconfigurador que está aguas arriba de la GD. Con el fusible seleccionado en el apartado 4.3 y una GD de 30MVA la corriente que ve el reconfigurador es de 0.52kA por lo que el relé dispara a 0.12s. La corriente que ve el fusible es de 0.77kA por lo que funde a los 0.1s. Esto significa que las protecciones están descoordinadas. Cuanto mayor es la potencia mayor es la descoordinación.

4.5.2. Impacto de la GD en los huecos tensión

En este apartado se muestran las tensiones que ve la carga sensible en los casos b y c de la Fig. 4.19. Estas tensiones se analizan siguiendo el mismo procedimiento de análisis que el llevado a cabo en el apartado 4.4.5 para mostrar la influencia que tiene la GD en los huecos de tensión vistos por la carga.

GD, falta y carga en distintos alimentadores

En la Fig. 4.30 se ha representado la tensión que se obtiene ante una falta trifásica en el alimentador en falta. Al ser la falta equilibrada todas las tensiones desciende al

unísono y con el mismo valor. Cuando la falta se produce en el tramo de línea común a los tres alimentadores, la tensión en la carga es muy baja y disminuye hasta cero en el punto de conexión común. Cuando la falta se aleja del PCC el nivel de tensión aumenta.

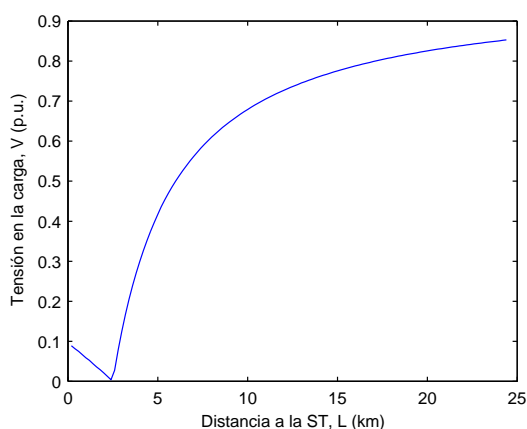


Figura 4.30: Tensión en la carga en función de la posición de una falta trifásica en el alimentador.

En la Fig. 4.31 se han representado las curvas de tiempo crítico de la carga. La corriente de la falta ha servido como referencia para calcular las curvas, ya que esta corriente se relaciona con la posición de la falta y esta a su vez con la tensión que ve la carga. Con la tensión de la carga se pueden calcular los límites de tiempo máximos admisibles por la carga al hacerla dependiente de las curvas de sensibilidad de ella. En la gráfica se ve que la presencia de GD hace que la curva de tiempo crítico se desplace a la derecha. Esto es beneficioso desde el punto de vista de los huecos de tensión, ya que los descensos de la curva se producen a corrientes más grandes, lo que permitirá que el área delimitada por ella y la curva de t_{desp} sea mayor. El aumento de la potencia de la GD, también hace que la curva se desplace a la derecha, y por tanto tiene los mismo efectos beneficiosos. Sin embargo el aumento del doble de la potencia sólo significa un desplazamientos de unos cientos de amperios.

La curva de t_{desp} en presencia de la GD sufre distintas variaciones según el tramo

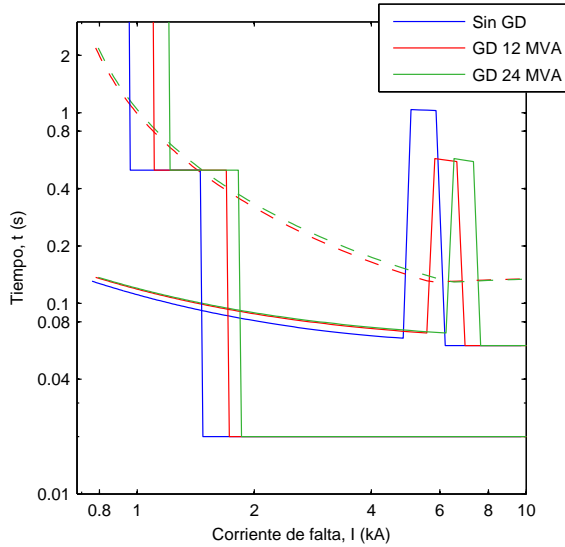


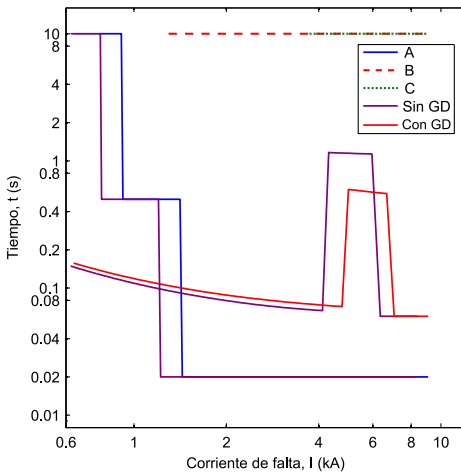
Figura 4.31: Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Para falta trifásica y varios niveles de potencias de GD. — Protección del alimentador en falta, - - Protección de la GD.

que se analice. Por una parte, el primer tramo de la izquierda correspondiente a tiempo de despeje del reconectador se desplaza ligeramente hacia arriba, dando más margen para que las cargas soporten huecos. El rango de acción del reconectador es mayor que en el caso sin GD. Esto se debe al aumento de la corriente de falta que provoca la GD. En el segundo tramo correspondiente a la actuación del interruptor de cabecera, el t_{desp} es menor que en el caso sin GD. Este efecto no es bueno desde el punto de vista de la carga, ya que recorta el área de seguridad que evita el disparo por hueco de tensión. Sin embargo para cargas electrónicas no es importante, ya que la intersección de las curvas de t_{crit} y t_{desp} se produce para el tramo del reconectador. El aumento de la potencia de la GD desplaza el tramo hacia la derecha, por el ya comentado aumento de la corriente de falta.

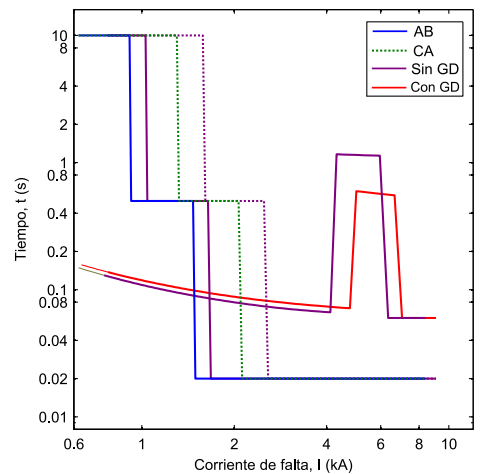
En la gráfica también se han dibujado las curvas de t_{desp} de la protección de la GD mediante línea discontinua. La curva siempre permanece por encima de la del reconectador del alimentador en falta, por lo que sólo en el caso de que este reconec-

tador no sea capaz de actuar, se desconectará la GD de la red principal. Si la falta se produce por encima del PCC entonces dispara antes la protección de la GD que la de cabecera. En este rango de corrientes la carga siempre queda fuera de servicio. En el caso bifásico a tierra hay que tener en cuenta que al ser una falta desequilibrada, hay fases que sufren menos los huecos de tensión.

El comportamiento de las curvas de t_{desp} de las protecciones, cuando se aumenta la potencia de la GD en la red es parecido al mostrado en la Fig. 4.31 para faltas trifásicas.



(a) Tiempo crítico para las tensiones simples.

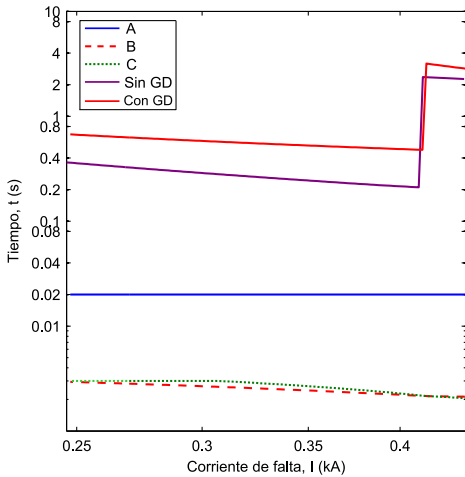


(b) Tiempo crítico para las tensiones compuestas.

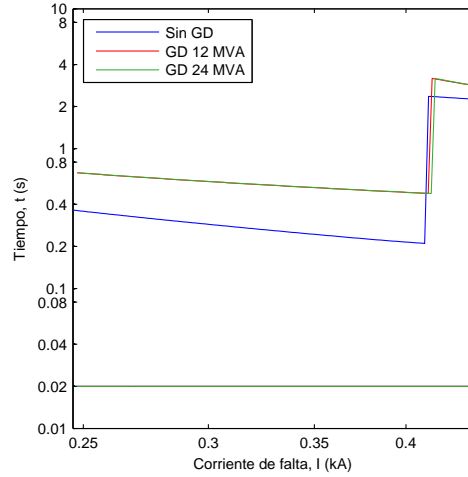
Figura 4.32: Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Falta bifásica a tierra.

En la Fig. 4.33 se ha representado de una falta bifásica a tierra. En la Fig. 4.32a se han representado las tensiones simples. Cuando en el sistema no está conectada la GD, las curvas de t_{desp} y t_{crit} se muestran en violeta. La única tensión simple afectada es la fase A de la carga (también en violeta). Cuando en el sistema se conecta la GD, la curva de t_{crit} se desplaza a la derecha y la t_{desp} de las protecciones sigue la curva roja. Las tensiones compuestas (Fig. 4.32b) afectadas son las de las fases AB y

CA. Las curvas de los colores de la leyenda corresponde a la situación con GD conectada. Las curvas cuando no está presente la GD son también violetas y es continua para AB y discontinua para CA. La curva t_{crit} perteneciente a la tensión entre las fases B y C no se ha dibujado ya que está por encima de la t_{desp} y por tanto no sufre huecos que puedan hacer fallar a las cargas sensibles conectadas entre estas dos fases.



(a) Tiempo crítico para las tensiones simples vistas por la carga.



(b) Comparativa potencia instalada. Sólo se tiene en cuenta la fase A

Figura 4.33: Curvas de tiempo de despeje de las protecciones y tiempo crítico de la carga. Falta monofásica y carga conectada a MT.

En el caso monofásico las cargas conectadas a MT (sin transformador de distribución que modifique las tensiones mediante el grupo de conexión) y BT no se ven afectadas por la falta. En la Fig. 4.33 se han representado las curvas de t_{crit} para cargas conectadas directamente en MT, ya que no existe las curvas de t_{crit} de las que se conectan en BT ya que los niveles de caída de tensión quedan dentro del rango del $\pm 10\% V_n$. Este resultado es de esperar, según se ha mostrado en las gráficas de la Fig. 4.9. Las curvas de t_{crit} en MT quedan por debajo de las de t_{desp} de las protecciones por lo que las cargas se ven afectadas por las faltas monofásicas. En las fases B y C se sufren sobretensiones y en la fase A hueco. El hecho de que haya GD, no aporta

una mejora de la calidad del servicio que reciben estas cargas. La curva de t_{desp} se desplaza hacia arriba, lo que hace que las protecciones en este caso tarden más en despejar las faltas y por tanto las duración de los huecos sea mayor. Ni siquiera en el caso de que la cantidad de GD instalada sea importante. En la Fig. 4.33b se muestra que el aumento de la GD a 24MVA, sólo supone un desplazamiento mínimo a la derecha de la curva de t_{desp} .

GD en el mismo alimentador que la carga

En este caso la GD se sitúa aguas arriba de la carga. La situación es la representada en la Fig. 4.19b. En las curvas de la Fig. 4.34 se muestra que la presencia de GD hace que la carga no vea una interrupción cuando la falta se produce aguas arriba, si bien los valores de tensión que aparecen son muy bajos. Cuanto más alejada esté la GD de la ST más alta será la tensión vista por la carga. El mínimo de tensión vista por la carga se produce en faltas cometidas en el PCC. Para faltas aguas abajo del PCC la tensión que ve la carga también es ligeramente mayor y aunque la diferencia es poca el que la GD esté lejos de la ST también es beneficioso ya que GD y la carga están más próximas.

Para el estudio de la coordinación de las protecciones frente a huecos se ha generado una falta al final del alimentador a los 24.5km de la ST. En la Fig. 4.35 se ha representado la coordinación de las protecciones con los huecos de tensión que es capaz de soportar la carga para el caso en estudio. Las curvas son muy parecidas a las de la Fig. 4.31 y la tendencia que siguen en cuanto al tamaño de la GD es la misma. La principal diferencia es que en este caso la potencia de la GD tiene una mayor influencia que en el caso anterior. Y los desplazamientos de las curvas a la derecha que provoca la presencia de la GD son más pronunciados. Hay por tanto que concluir que en este caso los beneficios de la GD son los mismos y su influencia es mayor.

En los casos de falta bifásica a tierra y monofásica las gráficas son también muy parecidas a las que se han mostrado cuando la GD está conectada en un alimentador distinto al de la carga. Por lo que se pueden extraer las mismas conclusiones en cuanto a coordinación de las protecciones frente a huecos de tensión.

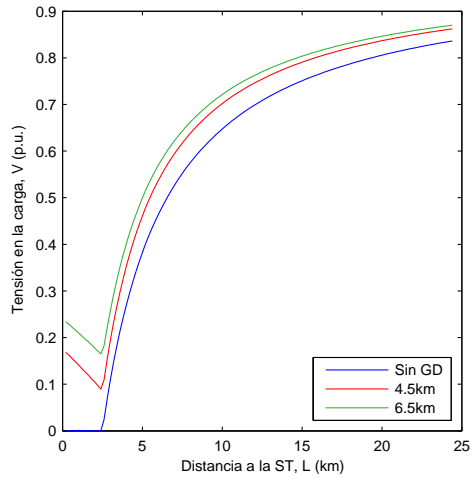


Figura 4.34: Tensión en la carga en función de la posición de una falta trifásica en uno de los alimentadores y la posición de la GD.

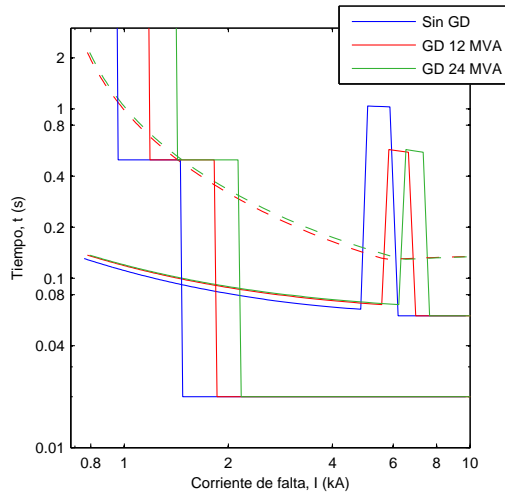


Figura 4.35: Tensión en la carga en función del tamaño y la posición de la GD ante falta trifásica.

4.6. Conclusiones

En los apartados de este capítulo se ha puesto de relieve tanto la situación de las actuales redes de distribución como la influencia que tiene en estas redes la integración de las nuevas fuentes de **EERR** en forma de **GD**. El enfoque se ha llevado a cabo desde el punto de vista de la calidad. La principal perturbación que se ha estudiado son los huecos de tensión y, como principal causante de ellos, las faltas y las protecciones.

Se ha desarrollado un procedimiento para ver la coordinación de las protecciones frente a huecos de tensión en la carga. El impacto del sistema de protección depende de la coordinación cronométrica y de la sensibilidad de la carga frente a huecos. De los resultados obtenidos se deduce que para cargas electrónicas y con sistema de puesta a tierra impedante en la **ST** sólo las falta bifásicas y trifásicas pueden ocasionar problemas de desconexiones intempestivas de carga producidas por huecos.

Se puede concluir que la **GD** aumenta la corriente de falta y desvirtúa los niveles de corriente vistos por las protecciones. En algunos casos aparecen niveles de corriente de falta en alimentadores sanos. Por tanto las protecciones varían sus tiempo de respuesta. Los factores que influyen en estos tiempos son el tipo, la posición y el tamaño de la **GD** o potencia generada. Entre estos tres factores la posición relativa de la **GD** respecto las protecciones es la más influyente. La capacidad de la red de distribución de integrar **GD** sin verse afectada gravemente la calidad del servicio es grande.

Como resumen de los resultados de los análisis realizados con la **GD** se puede enumerar.

- La **GD** próxima a la carga mejora el nivel de tensión visto por la carga ante faltas.
- La **GD** grande o muchas unidades que sumen gran potencia en el mismo punto.
 - Hacen aumentar las corrientes de falta.
 - Si está próxima a la carga mejora los niveles de tensión en la carga.
- La presencia de **GD** hace variar los tiempos de respuesta de las protecciones.
 - Es difícil que se produzca descoordinación entre el interruptor de cabecera y el reconectador aguas abajo.

- La protección de la GD tiene muchas probabilidades de disparar, pues ve todas las falta de la red, independientemente de donde se produzcan.
- Hay descoordinación entre el reconectador y el fusible. Opera antes el fusible pues ve más corriente de falta que el reconectador.

Las soluciones para evitar los efectos perniciosos de la integración de la GD pasan por un estudio específico de la red en cuestión. En este capítulo se ha desarrollado una nueva metodología que permite afinar la coordinación de las protecciones teniendo en cuenta aspectos críticos desde el punto de vista de la CEE como es la sensibilidad de las cargas a los huecos de tensión.

5 Sistemas electrónicos en redes de distribución

I'm sure there will continue to be exciting new products and major changes, but it looks as if the existing technology has a great deal of room to grow and prosper.

*(Kilby, Jack St. Clair
(1923-2005))*

5.1. Introducción

En el diseño de las nuevas redes de distribución se busca que funcionen entregando la energía con la mayor eficiencia posible, de forma continua y respetando los parámetros de calidad impuesto en los estándares como son los niveles de tensión, las distorsiones armónicas de corriente y tensión o los márgenes de frecuencia. Estos requisitos sólo se pueden conseguir si se dispone de una red flexible. La flexibilidad de una red se demuestra cuando existen varias alternativas para conseguir el mismo objetivo. Por ejemplo cuando se quiere mantener el nivel de tensión en los alimentadores y se disponen de condensadores en la subestación, de intercambiador de tomas en el transformador y de reguladores electrónicos basados en convertidores. Cuando hay una incidencia, el propio sistema mediante un algoritmo de control o el operador pueden optar por distintas alternativas que aseguran la consecución del objetivo. La redundancia de mecanismos consigue además que aunque uno o varios de los dispositivos fallen, el sistema pueda seguir funcionando correctamente. Es por ello que se aumenta la robustez y la fiabilidad del sistema. Otra característica que debe tener el sistema es su rapidez de respuesta ante incidencias en la red. La actuación rápida elimina o mitiga las consecuencias de la mayoría de las incidencias.

La consecución de esta fiabilidad en las redes de distribución actuales se ha llevado a cabo mediante el uso de dispositivos electromecánicos que cumplen con los requisitos normativos pero que no son muy rápidos. Durante las últimas dos décadas se han ido incorporando distintos equipos de electrónica de potencia a nivel de transporte que han permitido mejorar el aprovechamiento de las línea mediante el control del flujo de potencia y por tanto reduciendo las pérdidas del sistema. Estos dispositivos conocidos como **FACTS** (Flexible AC Transmission system) se han desarrollado introduciendo mejoras en la red como el aumento de la estabilidad transitoria o la eliminación de resonancias. La incorporación de sistemas similares a la red de distribución se está empezando a llevar a cabo mejorando sustancialmente la **CEE** y modificando la concepción de la red.

La **GD** en muchos aspectos se pueden considerar dispositivos **FACTS** ya que podrían actuar como fuentes de tensión o corriente controlada. La diferencia entre los dos conceptos es que en el primero, el objetivo primordial es la incorporación de energía activa a la red y en el segundo el acondicionamiento de los parámetros para que esa energía se transporte de forma óptima. El hecho de que la **GD** pueda realizar en algunos momentos las funciones de los dispositivos **FACTS**. Permitiría, entre otras cosas, conseguir microrredes que aseguren la demanda de energía activa en condiciones óptimas. Para ello es necesario que los controles de la **GD** tengan en cuenta las necesidades de la red y no únicamente la producción de energía.

En los siguientes apartados se hace una descripción de los dispositivos **FACTS**: sus orígenes, sus funcionalidades y su clasificación, realizándose un análisis de los diferentes tipos de compensación que implementan. Posteriormente se estudian los controles que requieren la **GD** para poder ser integrada en la red de distribución de forma segura y se describen las nuevas funcionalidades que pueden ser implementadas en las microrredes en base a la experiencia aportada por los **FACTS** en las redes de transporte.

El convertidor tiene muchas ventajas pero introduce problemas de calidad de onda y pérdidas por lo que se requieren técnicas especiales que mejoren estos puntos. Se estudia el papel de la **GD** en la red de distribución desde dos puntos de vista. El primero respecto al tecnológico y funcional. Dado que la mayoría de la **GD** tiene por interface de conexión a red un convertidor electrónico y que en las redes de transporte esa tecnología ha servido para mejorar la operación de la red, se exploran las capaci-

dades de la **GD** para incorporar estas funcionalidades a las redes de distribución. Se señalan los distintos aspectos tecnológicos del convertidor que deben ser tenidos en cuenta en el diseño y su aplicación. El segundo se refiere a los sistemas de control que hacen posible incorporar las anteriores funcionalidades en el convertidor. Dado que la formación de microrredes requiere el cumplimiento de restricciones técnicas para su operación. Se estudia un sistema de control del convertidor que cumple con estos requisitos. Y se marcan las dificultades que alejan a las microrredes de su operación ideal debido al problema de conexión de éstas con la red de transporte sin necesidad de usar medios de comunicación. En conjunto se muestran los óptimos tecnológicos para que la integración masiva de la **GD** y la formación de microrredes en los sistemas de distribución actuales puedan llegar a ser una realidad.

5.2. FACTS

Debido a la descompensación geográfica que hay en la generación y consumo de la energía eléctrica en el sistema de transporte se empezaron a diseñar dispositivos eléctricos que fuesen capaces de direccionar la potencia eléctrica por las líneas de forma que las reservas de energía entre las distintas áreas interconectadas estuviesen correctamente repartida. De esta forma se trata de evitar el colapso térmico de algunas líneas y el aprovechamiento de otras infrautilizadas. Estas operaciones de equilibrado energético en la red tienen como consecuencia el aumento de la estabilidad del conjunto. Bajo el acrónimo **FACTS**, que se puede traducir como sistema flexible de transmisión de corriente alterna, se agrupan diversos tipos de dispositivos.

El primero en acuñar el término **FACTS** fue N.G. Hingorani [87] en 1993. La definición de **FACTS** según el IEEE [88] es "cualquier sistema basado en electrónica de potencia y otro equipo estático que provee control de uno o mas parámetros de un sistema de transmisión en **CA** para mejorar su control e incrementar su capacidad de transferir potencia". En principio esta definición establece el objetivo principal en el control de la potencia y restringe el campo de aplicación a los sistemas de transmisión. A partir de varias investigaciones se está empezando a aplicar estas tecnologías en sistemas de distribución y con el objetivo principal de mejorar la **CEE** [89]. Los dispositivos orientados a esta funcionalidad se llaman **CPD**(Custom Power Devices).

Según la concepción originaria de **FACTS** se pueden enumerar varios beneficios obtenidos por estas tecnologías en el transporte:

- Operación óptima del sistema reduciendo las pérdidas y mejorando el perfil de tensión.
- Aprovechamiento de la capacidad de las líneas hasta poder llevarlas al límite térmico de las misma.
- Aumento de los límites de estabilidad transitoria.
- Aumento de la seguridad del sistema de transporte pudiendo hacer una mejor gestión de las reservas de energía.
- Reducción de los efectos de las faltas.
- Reducción de las oscilaciones de potencia en baja frecuencia, que causan daños mecánicos.

5.3. CPD

Bajo la denominación **CPD** se agrupan los convertidores que realizan funcionalidades relacionadas con la **CEE**. El convertidor que puede generar señales sinusoidales de frecuencia distinta de la fundamental es lo que se conoce como filtro activo **APF** (Active Power Filter). Éste permite la eliminación de las componentes armónicas de la red generadas por las cargas no lineales [90] [91]. Para ello el convertidor puede actuar como fuente de corriente o fuente de tensión según el tipo de carga a la que esté conectado. En la Fig. 5.1 se muestran las dos posibilidades. Cuando el convertidor está conectado a un circuito fuertemente inductivo (impedancia de carga mayor que la de la red), la corriente en la carga tenderá a mantenerse invariable ante cambios en el **PCC**. Por lo que el conjunto convertidor y carga pueden representarse según la Fig. 5.1c como una fuente de armónicos de corriente. En el caso de la que la carga tenga un carácter capacitivo (impedancia de carga menor que la de la red), la tensión en la carga seguirá las consignas establecidas por la tensión de la red a cambio de mayor variación de la corriente por la carga. Es por ello que el conjunto convertidor y carga se puede representar según la Fig. 5.1d como una fuente de armónicos de tensión. En resumen, las cargas conectadas a un convertidor

con carácter inductivo tienden a mantener invariable la corriente y las de carácter capacitivo la tensión, ante variaciones de corriente o tensión en la red. Las formas de onda típicas de estos convertidores se pueden ver en las Fig. 5.1e y 5.1f.

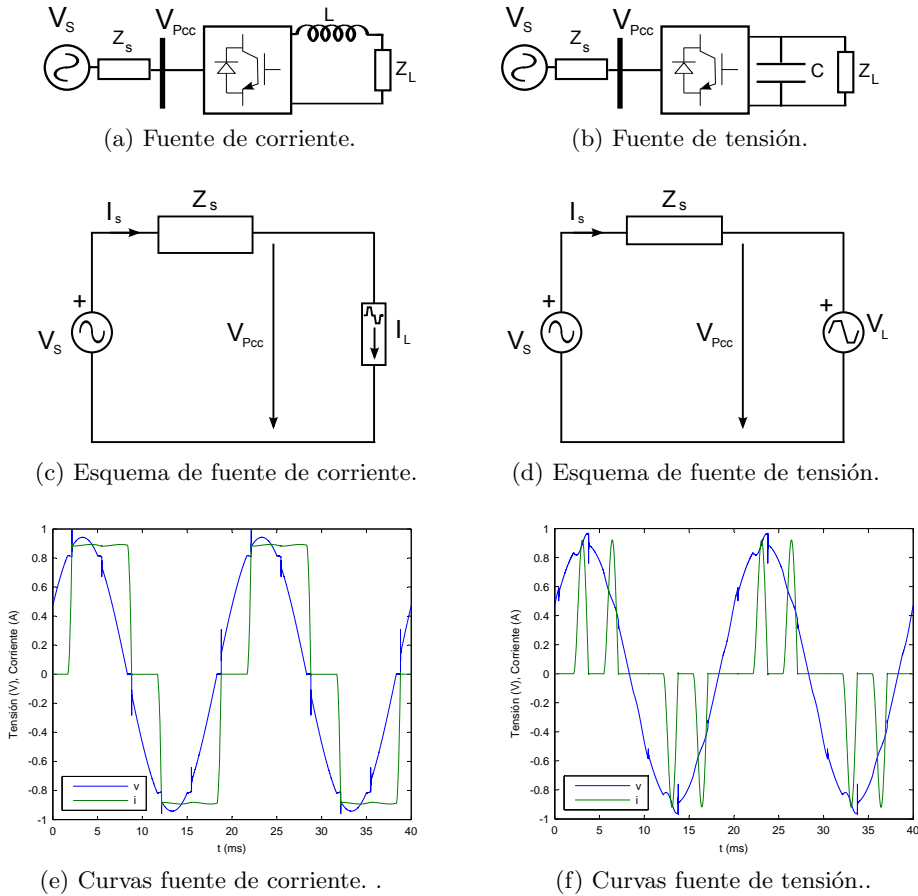


Figura 5.1: Esquemas y circuitos equivalente de convertidores en función de la carga.

Para realizar la compensación, el convertidor puede ser instalado respecto al sistema definiendo dos topologías. Al conectar la fuente de corriente en paralelo como el de la Fig. 5.2c se puede habilitar un camino de baja impedancia para los armónicos

de corriente de alta frecuencia producidos por la carga no lineal y de alta impedancia para el armónico fundamental. Por lo que en la red se puede llegar a medir una corriente sinusoidal pura. A este dispositivo se le conoce como **SAPF** (Shunt Active Power Filter) o **DSTATCOM** (Distribution Static Synchronous Compensator). En la Fig. 5.2d el sistema se comporta de forma recíproca, bloqueando las corrientes de alta frecuencia y dejando pasar la fundamental. En este caso además de permitir limitar las corrientes armónicas, aísla a la carga de las perturbaciones de tensión provenientes del lado de la fuente. A este dispositivo se le conoce como **DVR** (Dynamic Voltage Restorer). La respuesta transitoria de este dispositivo es lo suficientemente rápida como para mitigar perturbaciones transitorias como los huecos de tensión. En la implementación del dispositivo, el convertidor se conecta a la red por medio de un transformador cuyo devanado primario está intercalado en la red y el secundario conectado al convertidor que se alimenta de una fuente de energía (baterías o condensadores).

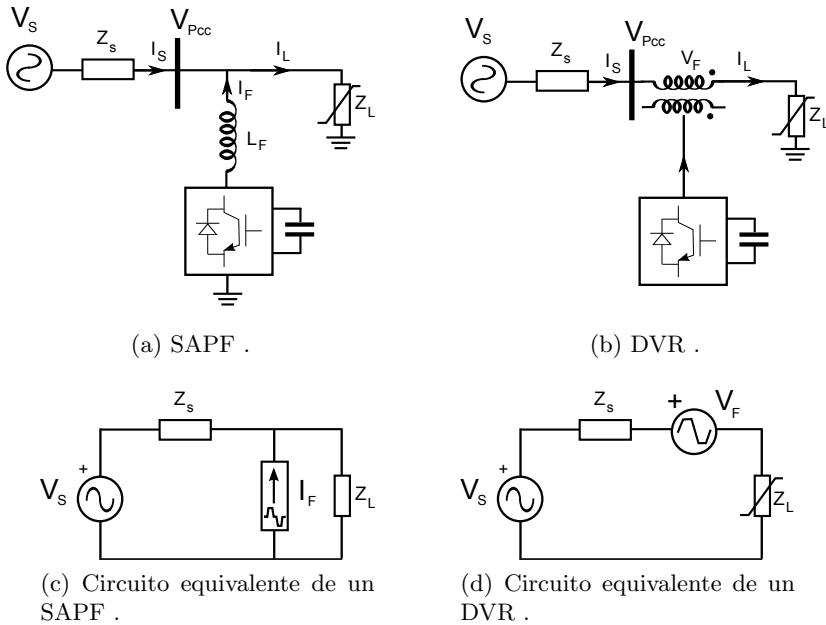


Figura 5.2: Esquemas y circuitos equivalente de convertidores en función de la carga.

El CPD en base a las referencias de tensión y de corriente introducidas en el control del convertidor genera las tensiones y corrientes que son necesarias para la compensación total de las cargas que están aguas abajo de su punto de instalación. Por ello las funciones que puede llevar a cabo aunque no simultáneamente son:

- equilibrio de las tensiones o corrientes de la componente fundamental.
- Compensación de las corrientes armónicas.
- Compensación de perturbaciones transitorias.
- Trabajar como sistema de alimentación ininterrumpida UPS (Uninterruptible Power Supply).
- Puede controlar la tensión en el punto de conexión, inyectando potencia reactiva.

Tanto las funciones de FACTS como las de CPD las puede implementar el convertidor de la GD aportando unos servicios al sistema distintos de la venta de energía a la red. Significa que con un adecuado algoritmo de selección de la funcionalidad que el convertidor ha de llevar a cabo con la energía puesta en juego por la fuente primaria se podría llegar a conseguir una explotación óptima de la GD. En algunos casos tendrá mayor valor para las cargas el mantener unas condiciones de CEE ya que la energía que llega de la red de transporte tiene una continuidad y un precio bueno y en otros será la continuidad y el precio barato de la producción local de la GD el que se imponga. Se abren por tanto estrategias de control terciario para la GD.

5.4. Clasificación FACTS

Bajo la definición se encuentran multitud de dispositivos que se suelen conocer por sus siglas en inglés. Existen varias clasificaciones de los mismos [92] [93] [94] según el punto de vista desde el que se aborde. La primera clasificación se puede hacer en función de la posición del compensador respecto a la red sobre la que actúa (Fig. 5.3):

- Compensador paralelo.
- Compensador serie.

- Compensador combinado serie-serie.
- Compensador combinado serie-paralelo.

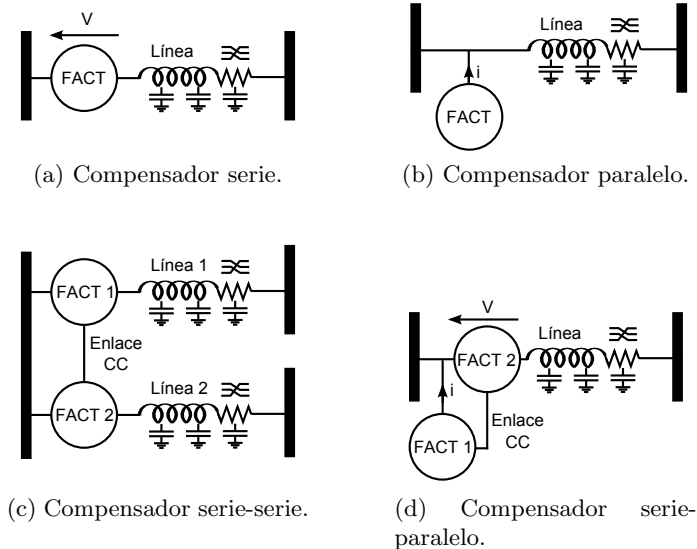


Figura 5.3: Clasificación de los dispositivos FACTS.

El compensador serie (Fig. 5.3a) puede modificar la impedancia de la línea. La variable que controla este compensador es la tensión entre sus extremos. Su control se realiza intercambiando potencia reactiva.

El compensador paralelo (Fig. 5.3b) se puede comportar como una impedancia variable, como una fuente de tensión variable o como una combinación de las dos. La variable que controla es la corriente que inyecta en el punto de conexión. Al igual que en el caso anterior sólo realiza intercambio de energía reactiva.

El compensador serie-serie (Fig. 5.3c) es la combinación de dos dispositivos serie que actúan coordinadamente en diferentes líneas. Este compensador inyecta energía reactiva independientemente en cada línea e intercambia energía activa a través del bus de continua común. Por lo tanto es posible equilibrar el balance de energía en

ambas línea y maximizar la utilización de las dos.

El compensador serie-paralelo (Fig. 5.3d) es la combinación coordinada de los compensadores serie y paralelo en la misma línea. El enlace común de continua permite el intercambio de energía activa entre los dos compensadores.

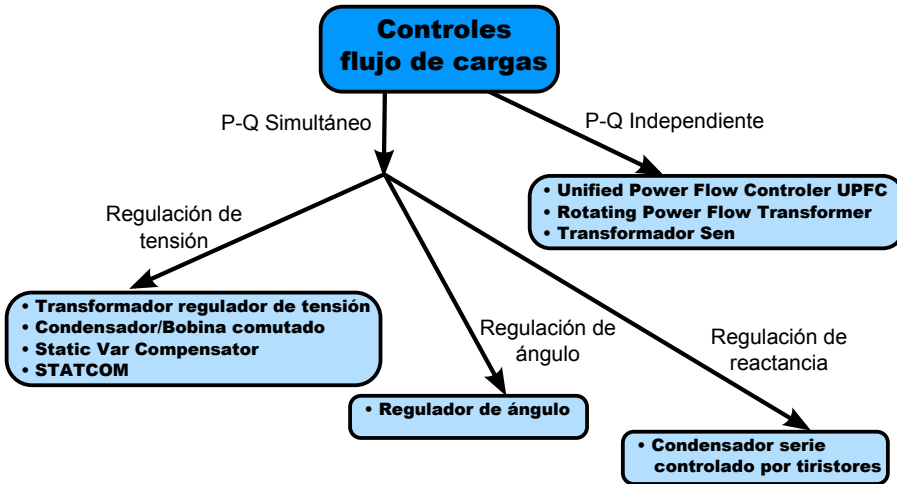


Figura 5.4: Clasificación de los dispositivos FACTS.

Otra forma de clasificarlos es en función del tipo de variables que puede controlar tal y como se muestra en la Fig. 5.4 (Adaptada de [92]). Se establecen dos grandes grupos: los dispositivos que son capaces de controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente y los que no. Los dispositivos que modifican ambas magnitudes lo hacen cuando modifican bien la tensión, el ángulo o la reactancia de la línea. Los fundamentos teóricos se explican más adelante.

Por último se puede hacer también una clasificación en función de la tecnología. Hay que tener en cuenta que la modificación de los parámetros de la línea se puede realizar de muchas formas, bien por elementos pasivos (resistencia, bobinas y condensadore), bien por fuentes ideales de tensión o corriente (convertidores serie, paralelo

Nombre	Acrónimo	Conexión	Tecnología
Static Var Compensator	SVC	Paralelo	Z variable
Thyristor Controller Series Capacitor	TCSC	Serie	Z variable
Thyristor Controller Phase Shifting Transformer	TCPST	Paralelo - serie	Z variable
Static Synchronous Compensator	STATCOM	Paralelo	Convertidor
Static Synchronous Series Compensator	SSSC	Serie	Convertidor
Interline Power Flow Controller	IPFC	Serie-serie	Convertidor
Unified Power Flow Controller	UPFC	Serie-Paralelo	Convertidor

Tabla 5.1: Tipos de FACTS más frecuentes.

o máquinas eléctricas). En la Tabla. 5.1 se listan los controladores más comunes con sus posiciones respecto el sistema a compensar y si está basado en convertidor o en impedancia variable.

En algunos casos a los FACTS basados en convertidor se les puede añadir un sistema de almacenamiento o una fuente de generación con lo que se estaría de nuevo en el caso de la GD.

5.5. Parámetros de control

En este apartado se explican los parámetros de los que se disponen para controlar el flujo de potencia en la red. Para los análisis en la mayoría de los casos el convertidor se puede definir como una fuente ideal de tensión en la que se puede modificar el módulo de la tensión, el ángulo y la frecuencia de generación. Estas variables son las que han de manejar los lazos de control del convertidor.

La compensación de una línea se puede explicar en función de la Fig. 5.5. En ella se representa la línea alimentada desde sus extremos por dos fuentes de tensión constante. Por convenio se define el terminal de la fuente $V_1 \angle \delta_1$ como el bus emisor

de potencia y el de la fuente $V_2 \angle \delta_2$ como el terminal receptor.

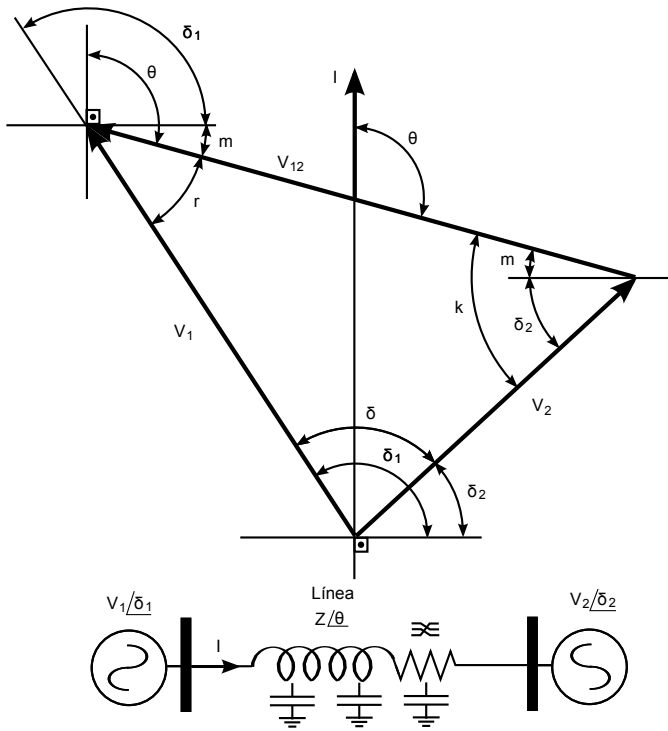


Figura 5.5: Esquema y diagrama fasorial de una línea no compensada.

La caída de tensión en la línea V_{12} se puede expresar vectorialmente como

$$V_{12} = V_1 - V_2 \quad (5.1)$$

La corriente que circula por la línea se puede calcular en función de la caída de tensión y de la impedancia característica con su constante de fase.

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{l}{c}} \quad (5.2)$$

$$\theta = x\omega\sqrt{lc} = \frac{2\pi}{\lambda}x \quad (5.3)$$

donde λ es la longitud de onda de la señal transmitida y x la longitud total de la línea. Por tanto, se puede calcular la corriente que circula por la línea sin compensar en función de la impedancia equivalente de la línea y de la caída de tensión.

$$I = \frac{V_{12}}{Z} \quad (5.4)$$

Como lo que se persigue es el cálculo de potencias y éstas son magnitudes escalares, en el desarrollo se usan módulos de los vectores y las relaciones trigonométricas de los ángulos en vez de el álgebra de vectores. La potencia activa enviada a la línea se expresa como.

$$P_1 = V_1 I \cos\left(\delta_1 - \frac{\pi}{2}\right) \quad (5.5)$$

Esta potencia activa se puede expresar en función de las tensiones en los extremos y la impedancia equivalente de la línea. Si se tiene en cuenta las relaciones angulares.

$$\frac{\pi}{2} = \theta - m \quad (5.6)$$

$$\pi = r + m + \delta_1 \quad (5.7)$$

$$k = m + \delta_2 \quad (5.8)$$

los ángulos internos del triángulo que forman los vectores de tensión se pueden expresar como

$$r = \frac{3\pi}{2} - \theta - \delta_1 \quad (5.9)$$

$$k = \theta - \frac{\pi}{2} + \delta_2 \quad (5.10)$$

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad (5.11)$$

teniendo en cuenta el teorema de los senos

$$\begin{aligned} \frac{V_1}{\sin(k)} &= \frac{V_2}{\sin(r)} = \frac{V_{12}}{\sin(\delta)} \\ V_{12} &= V_1 \frac{\sin(\delta)}{\sin(k)} = V_2 \frac{\sin(\delta)}{\sin(r)} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Sustituyendo la corriente en (5.5) se obtiene

$$\begin{aligned} P_1 &= V_1 \frac{V_{12}}{Z} \cos\left(\delta_1 - \frac{\pi}{2}\right) = V_1 \frac{V_2 \sin(\delta)}{Z \sin(r)} \cos\left(\delta_1 - \frac{\pi}{2}\right) \\ &= \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta) \frac{\sin(\delta_1)}{\sin(r)} \end{aligned} \quad (5.13)$$

Si se sustituye el ángulo r

$$\begin{aligned} \sin(r) &= \sin\left(\frac{3\pi}{2} - \theta - \delta_1\right) \\ &= \sin\left(\frac{3\pi}{2}\right) \cos(\theta + \delta_1) - \sin(\theta + \delta_1) \cos\left(\frac{3\pi}{2}\right) \\ &= -\cos(\theta + \delta_1) = \text{sen}(\theta) \text{sen}(\delta_1) - \cos(\theta) \cos(\delta_1) \end{aligned} \quad (5.14)$$

Luego la potencia se expresa como

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta_1 - \delta_2) \frac{\sin(\delta_1)}{\text{sen}(\theta) \text{sen}(\delta_1) - \cos(\theta) \cos(\delta_1)} \quad (5.15)$$

Siguiendo un proceso similar se obtiene la potencia reactiva en el nudo emisor

$$\begin{aligned} Q_1 &= V_1 I \sin\left(\delta_1 - \frac{\pi}{2}\right) = V_1 \frac{V_2 \sin(\delta)}{Z \sin(r)} \sin\left(\delta_1 - \frac{\pi}{2}\right) \\ &= \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta) \left(\frac{-\cos(\delta_1)}{\text{sen}(\theta) \text{sen}(\delta_1) - \cos(\theta) \cos(\delta_1)} \right) \end{aligned} \quad (5.16)$$

En la mayoría de los casos las líneas se pueden representar como inductancias, por lo que el ángulo θ se aproxima a los 90° , en cuyo caso (5.15) y (5.16) se simplifican.

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (5.17)$$

$$Q_1 = \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta) \left(\frac{-\cos(\delta_1)}{\text{sen}(\delta_1)} \right) \quad (5.18)$$

La expresión de Q_1 se puede poner en función de V_1 , V_2 y δ aplicando las siguientes propiedades trigonométricas.

$$\begin{aligned}
 -\sin(\delta) \frac{\cos(\delta_1)}{\sin(\delta_1)} &= -\sin(\delta_1 - \delta_2) \frac{\cos(\delta_1)}{\sin(\delta_1)} \\
 &= -(\sin(\delta_1)\cos(\delta_2) - \cos(\delta_1)\sin(\delta_2)) \frac{\cos(\delta_1)}{\sin(\delta_1)} \\
 &= \cos^2(\delta_1) \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\delta_1)} - \cos(\delta_1)\cos(\delta_2) \\
 &= (1 - \sin^2(\delta_1)) \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\delta_1)} - \cos(\delta_1)\cos(\delta_2) \tag{5.19} \\
 &= \left(\frac{1}{\sin(\delta_1)} - \sin(\delta_1) \right) \sin(\delta_2) - \cos(\delta_1)\cos(\delta_2) \\
 &= \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\delta_1)} - \sin(\delta_1)\sin(\delta_2) - \cos(\delta_1)\cos(\delta_2) \\
 &= \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\delta_1)} - \cos(\delta_1 - \delta_2)
 \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta el teorema de los senos

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\sin(k)}{\sin(r)} = \frac{\sin\left(\theta - \frac{\pi}{2} + \delta_2\right)}{\sin\left(\frac{3\pi}{2} - \theta - \delta_1\right)} = \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\pi - \delta_1)} = \frac{\sin(\delta_2)}{\sin(\delta_1)} \tag{5.20}$$

Con lo cual las expresiones de las potencias activas y reactivas entregadas por la fuente cuando la línea se pueden simplificar a una reactancia son las de (5.21). Las potencias recibidas al final de la línea considerando que no hay resistencia en la línea son las de (5.22). Estas ecuaciones nos indican que modificando el módulo o el ángulo de una de las fuentes se puede controlar tanto la potencia activa como reactiva que circula por la línea. Para controlar estas magnitudes lo ideal es usar fuentes de tensión o corriente que conectadas como se muestra en la Fig. 5.3 permitan indirectamente

el control.

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) \\ Q_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \left(\frac{V_1}{V_2} - \cos(\delta) \right) \end{aligned} \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) \\ Q_2 &= \frac{V_1 V_2}{X} \left(\cos(\delta) - \frac{V_2}{V_1} \right) \end{aligned} \quad (5.22)$$

5.5.1. Compensación serie

En la Fig. 5.6 se muestra el esquema y el diagrama fasorial de un sistema al que se le ha introducido una fuente de tensión controlable, en serie con la fuente V_1 con el fin de controlar la potencia transmitida por la línea. El módulo de la tensión $V_\beta \angle \delta_1 + \beta$ se mantiene constante y se hace variar el ángulo β de la fuente en todo su rango ($0^\circ - 360^\circ$). El lugar geométrico de las tensiones en el bus 1' genera una circunferencia que permite variar la tensión en la línea y por tanto la corriente que circula a su través. Tomando como referencia de medida de ángulos V_1 , si el ángulo β vale 0° ó 180° el efecto es el equivalente al de haber variado la magnitud de V_1 sin afectar su posición angular. En cambio cuando β toma los valores 90° ó 270° entonces la magnitud de $V_{1'}$ es prácticamente igual a la de V_1 y el ángulo que ve la línea es distinto. Por tanto las variaciones del compensador V_β modifican la tensión de cabecera de la línea $V_{1'}$ y por tanto las potencias activas y reactivas que circulan a su través.

Las expresiones de las potencia activas y reactivas enviadas por la línea en función de los parámetros del compensador ($V_\beta \angle \delta_1 + \beta$) cuando la línea es inductiva pura son

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) + \frac{V_1 V_\beta}{X} \sin(\beta) \\ Q_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \left(\frac{V_1}{V_2} - \cos(\delta) \right) + \frac{V_1 V_\beta}{X} \cos(\beta) \end{aligned} \quad (5.23)$$

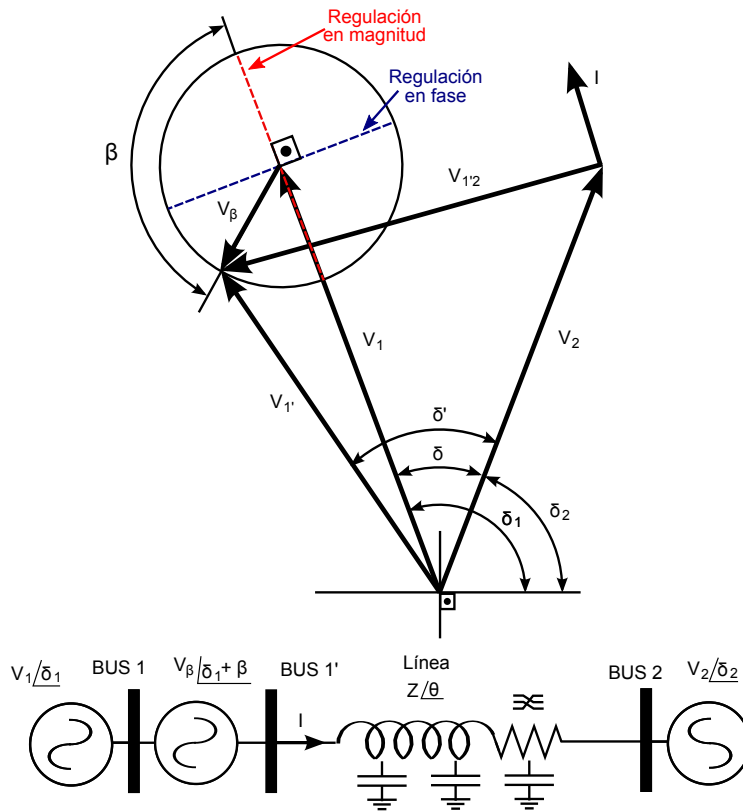


Figura 5.6: Esquema y diagrama fasorial de una línea con compensación serie.

Así mismo las potencias recibidas al final de la línea son

$$\begin{aligned}
 P_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) + \frac{V_2 V_\beta}{X} \sin(\delta + \beta) \\
 Q_1 &= \frac{V_1 V_2}{X} \left(\cos(\delta) - \frac{V_2}{V_1} \right) + \frac{V_2 V_\beta}{X} \cos(\delta + \beta)
 \end{aligned}
 \tag{5.24}$$

Las potencias intercambiadas por el compensador se pueden calcular en base a un

balance de potencias entre los buses 1 y 1'

$$\begin{aligned} P_{cmp} &= P_1 - P_{1'} \\ Q_{cmp} &= Q_1 - Q_{1'} \end{aligned} \quad (5.25)$$

Los resultados de este balance son

$$\begin{aligned} P_{cmp} &= \frac{V_\beta V_2}{X} \left[\left(\frac{V_1}{V_2} - \cos(\delta) \right) \sin(\beta) - \sin(\delta) \cos(\beta) \right] \\ Q_{cmp} &= -\frac{V_\beta^2}{X} - \frac{V_\beta V_2}{X} \left[\left(\frac{V_1}{V_2} - \cos(\delta) \right) \cos(\beta) + \sin(\delta) \sin(\beta) \right] \end{aligned} \quad (5.26)$$

Las ecuaciones (5.26) muestran que para que el compensador pueda actuar en todo el rango de β es necesario que haya intercambio de potencias activas y reactivas con la red. En la Fig. 5.7 se muestran los valores de potencias P y Q que intercambia el compensador con la línea al fijar la tensión en 0.2 p.u. y variar β en todo su rango. En la gráfica se aprecia como el compensador aporta potencia activa para valores menores de 60° y mayores de 240° por lo que es necesario una fuente de energía activa externa para que el compensador pueda actuar. Entre 60° y 240° el comportamiento es resistivo consumiendo potencia activa. Entre 160° y 320° el compensador se comporta como una bobina consumiendo energía reactiva, fuera de ese intervalo se comporta como un condensador aportando energía reactiva. En función del tipo de energía que el FACTS pueda aportar se pueden también clasificar estas tecnologías.

5.5.2. Compensación paralelo

En la compensación en paralelo hay que tener en cuenta que no se pueden conectar dos fuentes de tensión ideales, de distintas características en paralelo en el mismo nudo. Por lo que desde el punto de vista teórico el control de las potencias enviadas y recibidas a través de la línea corresponde a controlar el módulo y el ángulo de la fuente de tensión ideal de uno de los extremos. De forma práctica hay que tener en cuenta que las fuentes ideales de los extremos se deben representar como equivalentes de Thevenin con una impedancia asociada y la modificación de las variables de control del convertidor se realiza de forma independiente en el punto de conexión tal

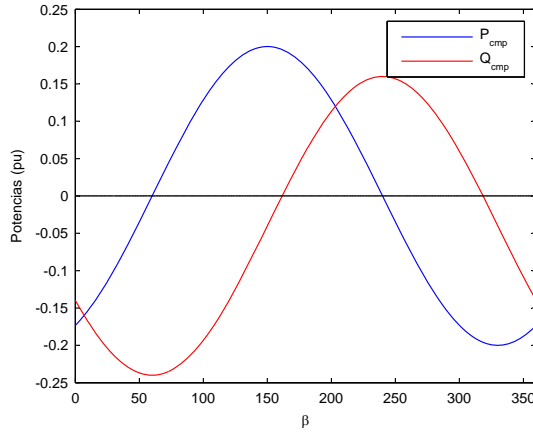


Figura 5.7: Potencias activa y reactiva intercambiadas por el compensador serie de módulo 0.2 pu y ángulo β .

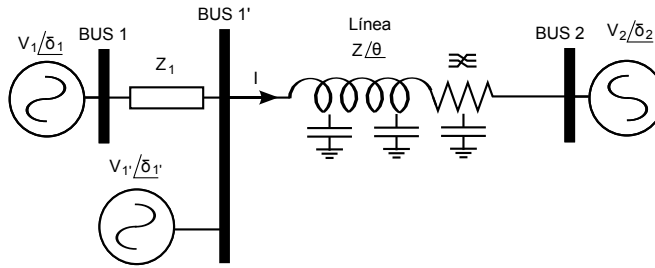


Figura 5.8: Esquema de una línea con compensación paralelo.

y como se muestra en la Fig. 5.8.

Por lo tanto las expresiones de las potencias en el bus de conexión del compensador y en el recepción son.

$$\begin{aligned}
 P_{1'} &= \frac{V_{1'} V_2}{X} \sin(\delta_{1'} - \delta_2) \\
 Q_{1'} &= \frac{V_{1'} V_2}{X} \left(\frac{V_{1'}}{V_2} - \cos(\delta_{1'} - \delta_2) \right)
 \end{aligned}
 \tag{5.27}$$

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{V_1' V_2}{X} \sin(\delta_1' - \delta_2) \\ Q_2 &= \frac{V_1' V_2}{X} \left(\cos(\delta_1' - \delta_2) - \frac{V_2}{V_1'} \right) \end{aligned} \quad (5.28)$$

5.6. Algoritmos de control

Desde el punto de vista tecnológico existen muchas formas de variar el módulo de la tensión y la fase en un sistema eléctrico de potencia. La selección de una tecnología depende de varios factores entre los que se encuentran los criterios económicos, la complejidad o la fiabilidad. Desde el punto de vista del control existen diferencias importantes. En la Fig. 5.4 se mostró una clasificación basada en el tipo de control que se puede obtener según el FACTS utilizado. Por ejemplo un condensador conectado en paralelo a un bus modifica la tensión (módulo y ángulo) en el punto de conexión por lo que se varían simultáneamente la potencias activa y reactiva que circulan por la línea. En función de la capacidad conectada se puede hacer una buena regulación del módulo de la tensión en el bus pero no se tiene un buen control sobre las potencias que se envían. Es por ello que si lo que se desea es controlar independientemente las potencias es necesario escoger los valores de las variables presentes en (5.21) para poder ajustar los valores de las potencias según convenga.

Una microrred puede controlarse de forma centralizada, en la que una de las fuentes impone los puntos de consigna del resto de fuentes y por tanto define el estado de la microrred o bien todas las fuentes tienen el mismo rango y tratan de controlarse independientemente para alcanzar un estado estable. Hay varios aspectos que hacen menos atractiva la primera opción.

- Es necesario un sistema de comunicación entre la unidad maestro y el resto.
- El fallo de la unidad maestro lleva al colapso de la microrred.
- La incorporación de una nueva fuente requiere la reconfiguración de todo el sistema.

La segunda opción por contra

- las unidades son autónomas en cuanto a su control lo que las hace modulares (concepto "peer to peer").
- Instalación sencilla de las unidades (concepto "plug and play").
- La modularización hace que la microrred sea fácilmente extensible.
- Ante incidencias en la microrred, como fallo de alguna de los módulos, el resto se autorregulan llevando la microrred a un nuevo estado estable.
- Los módulos se pueden instalar cerca de los puntos de consumo de calor y así mejorar la eficiencia energética.

Aunque este debería ser el ideal a alcanzar, hay condiciones técnicas que son de difícil solución. Es el caso de la sincronización de la microrred con la red de alta. En una situación en la que se haya planificado la operación de un grupo de líneas de distribución como microrred, con un interruptor en cabecera que actúa ante falta severa en la red de transporte, la microrred pasa a un estado de isla en el cual para su regulación se actúa sobre la frecuencia de las GD para de esta forma equilibrar el flujo de carga (apartado 5.5). Cuando el interruptor de la microrred ha detectado que la tensión de transporte es adecuada no puede cerrar ya que la microrred está desincronizada. Si actuase como lo hacen los reconectores se pueden dar transitorios de tensión y corriente peligrosos. Es por ello que desde este interruptor se han de mandar señales de control que ayuden a poner a la isla en los valores de tensión, frecuencia y ángulo de la red de transporte. Esto significa que una gran parte de la GD ha de comunicarse de forma centralizada y, además, tener la potencia necesaria para llevar al resto de generación al sincronismo. En un sistema mixto como el descrito se puede cambiar la funcionalidad de alguno de los módulos para resolver de forma óptima alguna incidencia en la red, mientras el resto de unidades se acondicionan a la nueva situación. Este es el escenario en el que la GD puede desarrollar algunas de las funciones de los FACTS.

Entre los requisitos que han de cumplir estas unidades de generación están

- El uso únicamente de las variables disponibles en el punto de conexión de la GD. Únicamente en el paso de estado isla a conexión a red se permite la comunicación centralizada.

- Selección independiente de los puntos de consigna de funcionamiento respecto las otras unidades. De esta forma se pueden realizar tareas que no interfieran con la operación del resto.
- Respuesta autónoma ante eventos internos o externos a la microrred. Esto hace necesario la incorporación de lazos de control que tengan una respuesta rápida que mantenga cada módulo conectado y que no sea necesario una acción coordinada para mantener la red energizada.
- Ajuste automático de la potencia ante conexión y desconexión de microrred (paso a estado isla). Las faltas son eventos no programados y rápidos, si la GD necesita una coordinación global para dar solución al flujo de cargas sería necesario una comunicación de banda ancha con el puesto central dado que la GD no tiene la inercia necesaria para responder como lo hacen de forma natural las máquinas síncronas. Por ello esta responsabilidad recae sobre los lazos de control.
- Disposición de almacenamiento de energía interno para poder aportar tanto potencia activa como reactiva.

Los módulos por lo tanto deben responder ante las peticiones de demanda de potencia activa por parte de las cargas y regular la tensión de los alimentadores (potencia reactiva) al modo que lo realizan los FACTS. La implementación que se ha hecho en ATPDraw del modelo se puede ver en el apéndice F. A continuación se describen los controles primarios de estas unidades.

5.7. Algoritmos de control primario

Al igual que en el caso de las máquinas síncronas se puede hablar de un control primario y uno secundario para el caso de la GD controlada mediante convertidor. El control primario es el más rápido y se encarga de actuar ante la variación de las variables locales (tensión y corriente). Es por tanto el más rápido y el que tiene que asegurar la estabilidad transitoria a corto plazo. El control secundario es un control de potencia y tiene que adecuar los valores consigna del control primario para dar respuesta ante variaciones de las potencias solicitadas por la carga o la red. Este control es más lento que el anterior y no debe interferir en la estabilidad transitoria que maneja el primario. También se podría tener en cuenta el control terciario que sería

el que modifica las consignas del secundario en función de criterios económicos. En este apartado se describe el control primario, dejando la descripción del secundario para la sección 6.2.1. El control terciario está fuera de los objetivos de la tesis.

Durante la realización de esta tesis se han analizado e implementado diversas técnicas de control primario de convertidores. La mayoría de estas técnicas se diseñan en base a dos lazos de control. Uno se encarga del control de la tensión a la salida del convertidor y depende de la tensión del bus de continua, disponible gracias a la fuente de energía primaria. El otro es un lazo que controla la corriente que el inversor entrega a la red. Desde el punto de vista de la fuente de tensión ideal controlada, el primer lazo controla el módulo de la tensión de salida y el segundo la fase. Existen muchas propuestas para la implementación del lazo de control de corriente [95]. En ellas se pueden distinguir dos grandes grupos: las que usan técnicas lineales y las que no. Las técnicas lineales [96] [97] tienen la ventaja respecto a las no lineales en que se pueden separar las señales de error del regulador de los algoritmos de conmutación. Esto permite el uso de técnicas de conmutación optimizadas que minimizan pérdidas en función de la carga, como se muestra en las siguientes secciones. Estas técnicas se pueden implementar mediante reguladores PI para cada una de las fases del convertidor. Sin embargo las transformaciones a otros sistemas de referencia simplifican el diseño y en algunos casos se mejora la dinámica de la respuesta. Se pueden nombrar como controles pertenecientes a este grupo el control estacionario o comparación de rampa de corriente, el control vectorial síncrono [98] [99], el control basado en el modelo de estados realimentados [100] y el control predictivo con establecimiento finito (deadbeat) [101][102]. En el grupo de los controles no lineales se pueden nombrar los basados en banda de histéresis [103][104], los de control deslizante de corriente [105] [106], los basados en redes neuronales [107] [108] y los basados en lógica difusa [109].

El control de la corriente que suministra el convertidor se hace efectivo cuando el convertidor está conectado a la red, pues modificando el desfase entre la tensión de red y la del convertidor se controla la corriente suministrada. Sin embargo cuando el convertidor opera independiente el objetivo de este lazo de control es el ajuste de la frecuencia a la salida del convertidor ante variaciones de la carga en su punto de conexión. Por tanto este lazo no controla la potencia entregada a la carga, sino que ésta viene fijada por la propia carga. Cuando hay una petición de potencia activa en la carga, el convertidor responderá rápidamente a esta demanda manteniendo la frecuencia, la fase y el módulo del fasor tensión fijado en las consignas. El módulo

y la fase de la corriente respecto de la tensión se ajustará en función de la potencia demanda por la carga.

Los huecos de tensión son fenómenos en los que se modifica el módulo, la fase de la tensión e incluso la frecuencia en el punto de conexión. El convertidor que tiene fijo el módulo de la tensión y regula la fase con el lazo de corriente, ha de responder a las modificaciones de la tensión con la variación del ángulo y de esta forma entregar corriente durante el hueco que impida la inestabilidad del sistema. Estas acciones se llevan independientemente de si la GD está en disposición de cubrir esa demanda. Es este lazo por tanto el que tiene la dinámica más rápida.

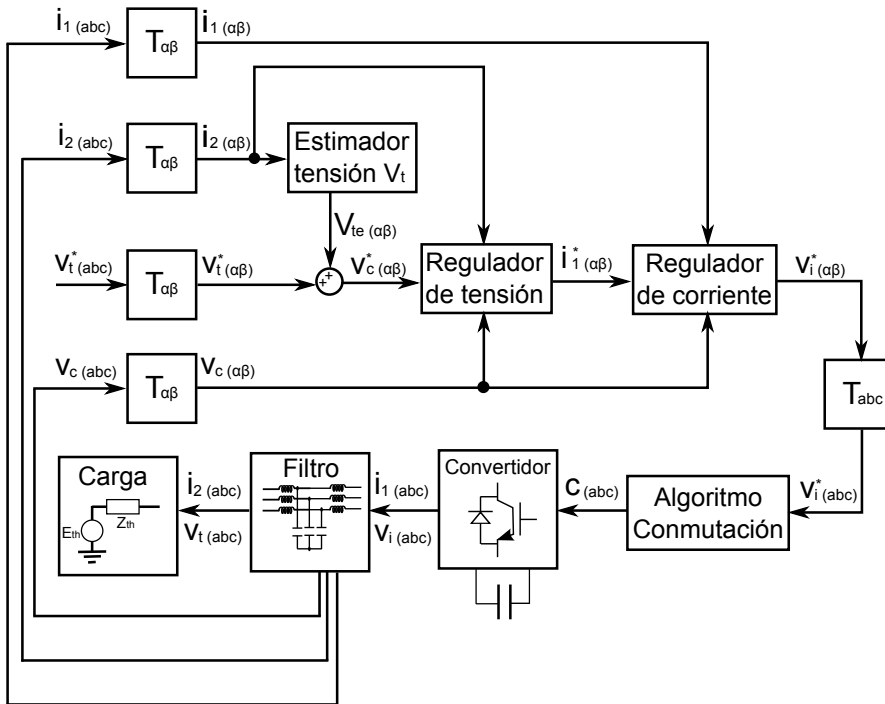


Figura 5.9: Lazo de control interno de un convertidor.

En la Fig. 5.9 se representa un esquema en el que se muestran los distintos módulos

que componen el lazo de control. En los siguientes apartados se ha optado por referir la implementación de los controles en el marco estacionario de referencia propuesto por [110]. Esta elección se basa en la rápida respuesta transitoria que ofrece ante desequilibrios y la optimización que se hace de código al implementarlo en un DSP (Digital Signal Processor).

Desde el punto de vista del sistema eléctrico que se quiere controlar se tienen tres bloques. Está la carga o en su caso el equivalente de la red, hay un filtro LCL y la electrónica de potencia. La electrónica de potencia utiliza señales de conmutación C_{abc} que abren y cierran los interruptores para generar a la salida I_1 y V_1 . Estas señales no son sinusoidales sino que están compuestas por la señal promedio que es sinusoidal y de frecuencia la de la red y de un grupo de señales armónicas. Es por ello que para que el comportamiento del resto del sistema de potencia no se vea afectado por estos armónicos es necesario entregar únicamente las señales promedio de tensión y corriente a la carga. Para ello se usa un filtro LCL a la salida del convertidor. Es en este filtro donde se colocan los sensores que aportan las señales, que comparadas con las consignas, dan las señales de error a regular. En el filtro se mide la tensión de las tres fases en el condensador ($V_{c_{abc}}$), y las corrientes a la entrada y a la salida del filtro ($I_{1_{abc}}$ e $I_{2_{abc}}$). En una primera fase tanto las señales medidas en el filtro como las señales de consigna al convertidor se transforman al marco de referencia $\alpha\beta$ (Anexo D.2). Las tensiones consigna ($V_{t_{abc}}^*$) son las tensiones de las tres fases que se quieren obtener en bornes de la carga ($V_{t_{abc}}$). Dado que no se suele disponer de una medida directa en bornes de carga ya que esto requeriría de un cableado más complejo y dificultaría el diseño de los reguladores, se mide en el condensador del filtro. Lo que se hace para calcular la tensión en la carga, es estimar la caída tensión de la inductancia que hay entre los condensadores del filtro y el PCC en base a la medida de corriente de salida del filtro. La suma de las tensiones de referencia con la caída de tensión estimada nos da la referencia de tensión en el condensador ($V_{c_{\alpha\beta}}^*$) que junto con la medida de tensión en ese punto ($V_{c_{\alpha\beta}}$) son las entradas del regulador de tensión. En el regulador de tensión se suma la corriente de salida del filtro ($I_{2_{\alpha\beta}}$) para obtener la consigna de corriente de salida del convertidor ($I_{1_{\alpha\beta}}^*$). En el regulador de corriente se compara la consigna $I_{1_{\alpha\beta}}^*$ con la medida $I_{1_{\alpha\beta}}$ obteniendo una señal que sumada con la tensión medida en el condensador ($V_{c_{\alpha\beta}}$) se obtienen las tensiones consigna que debe dar el convertidor ($V_{i_{\alpha\beta}}^*$). Estas tensiones se transforman al marco de referencia abc . $V_{i_{abc}}^*$ son las tensiones de consigna que ha de generar el convertidor

para obtener las $V_{t_{abc}}$ en bornes de la carga. Estas señales han de ser procesadas por un algoritmo de conmutación para conseguir las señales de apertura y cierre de los interruptores electrónicos del convertidor que finalmente generarán las señales serán medidas, cerrando el bucle de control.

5.7.1. Filtro LCL

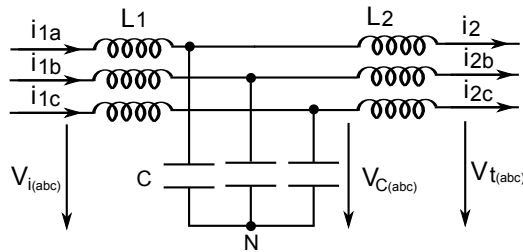


Figura 5.10: Filtro de salida del convertidor.

En la Fig. 5.10 se muestra la configuración de filtro más común a la salida de los convertidores de potencia. La función principal de este filtro es la de eliminar las componentes armónicas de alta frecuencia provocadas por la conmutación de los interruptores electrónicos. El diseño del filtro se hace en función de los requisitos que la normativa imponga en la generación de armónicos de corriente. Las ecuaciones que relacionan las distintas magnitudes en cada una de las fases del filtro son

$$\begin{aligned}
 \frac{dI_{1_{abc}}}{dt} &= \frac{1}{L_1} (V_{c_{abc}} - V_{i_{abc}}) \\
 \frac{dI_{2_{abc}}}{dt} &= \frac{1}{L_2} (V_{t_{abc}} - V_{c_{abc}}) \\
 \frac{dV_{c_{abc}}}{dt} &= \frac{1}{C} (I_{1_{abc}} - I_{2_{abc}})
 \end{aligned} \tag{5.29}$$

La relación entre la tensión de salida del convertidor y la corriente entregada a la

carga en el dominio de Laplace es

$$G(s) = \frac{\frac{1}{L_1 L_2 C}}{s \left(s^2 + \frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C} \right)} \quad (5.30)$$

sustituyendo s por jwh donde h es el orden del armónico generado, se obtiene el módulo de la función de transferencia

$$|G(jwh)| = \frac{\frac{1}{L_1 L_2 C}}{wh \left| w^2 h^2 + \frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C} \right|} \quad (5.31)$$

Esta ecuación nos permite conocer qué valores de bobinas y condensadores cumplen con los niveles de armónicos impuestos por la normativa. En (5.31) se ve que existen varios valores de L_1, L_2 y C cumplen para una misma tasa de distorsión armónica de corriente. En el diseño por tanto hay que tener en cuenta aspectos económicos como el tamaño de las inductancias.

Desde el punto de vista del diseño de los lazos de control, si se transforman las magnitudes al marco de referencia estacionario se puede dibujar el diagrama de la Fig. 5.11. Este es un sistema de tercer orden ya que posee tres elementos de almacenamiento de energía aparte de la dinámica de la carga. Para poder hacer el diseño del control más sencillo, se elige como variable de control de salida la tensión en el condensador ($V_{c_{\alpha\beta}}$) y se trata la corriente de salida del filtro como una perturbación ($I_{2_{\alpha\beta}}$). La función de transferencia de segundo orden resultante puede causar inestabilidades en el diseño de los reguladores debido a la frecuencia de resonancia de $\frac{1}{\sqrt{L_1 C}}$. Controles de lazos múltiples dan una mejor respuesta ante estas condiciones. A continuación se explican la estimación que se hace de la caída de tensión en L_2 , pues lo que se desea es controlar la tensión en la carga, el lazo externo para el control de la tensión ($V_{c_{\alpha\beta}}$) y el lazo interno para el control de la corriente ($I_{1_{\alpha\beta}}$).

5.7.2. Estimación de la caída de tensión

En la Fig. 5.12a se muestra el esquema del estimador de tensión en el punto de conexión común. Este bloque se puede subdividir en otros cuatro componentes. Dos filtros de secuencia y dos de ganancias complejas. Teniendo en cuenta que se cumple

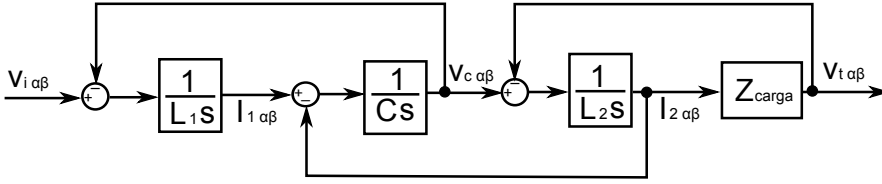


Figura 5.11: Diagrama de bloques de las magnitudes del filtro de salida del convertidor.

que la tensión en el condensador es igual a la tensión en la carga más la caída de tensión que provoca la inductancia del filtro y la del transformador con el que, en su caso, se hace la conexión del convertidor al PCC ($L_2 = L_{filtro} + L_{trafo}$). Dado que lo que se quiere controlar es la tensión en la carga, se puede expresar matemáticamente esto como.

$$V_{c\alpha\beta} = V_{te\alpha\beta} + V_{t\alpha\beta} \quad (5.32)$$

La estimación se hace en base a la corriente entregada a la carga. El primer paso consiste en separar la secuencia directa e inversa de la corriente pues cada una de estas componentes ha de ser multiplicada por ganancias de signo contrario y de esta forma calcular la caída de tensión producida por cada componente. La suma de las dos caídas da como resultado la estimación de la caída de tensión en L_2 .

El filtrado de secuencia se basa en los filtros pasa banda de variable compleja propuestos en procesamiento de señales [111]. El filtrado de secuencias en el marco de referencia estacionario que se explica a continuación se basa en [112]. Tomando como base para la explicación el filtro de secuencia negativa, éste ha de dejar pasar con ganancia la unidad únicamente la componente de secuencia negativa de frecuencia fundamental y eliminar completamente la secuencia directa de la misma frecuencia. La función de transferencia del filtro de secuencia negativa se escribe como

$$G_{FSN}(s) = \frac{1}{1 + \frac{-2j\omega_0(s+j\omega_1)}{\omega_c(s-j\omega_0)}} \quad (5.33)$$

Esta función de transferencia se puede escribir como otra función con realimenta-

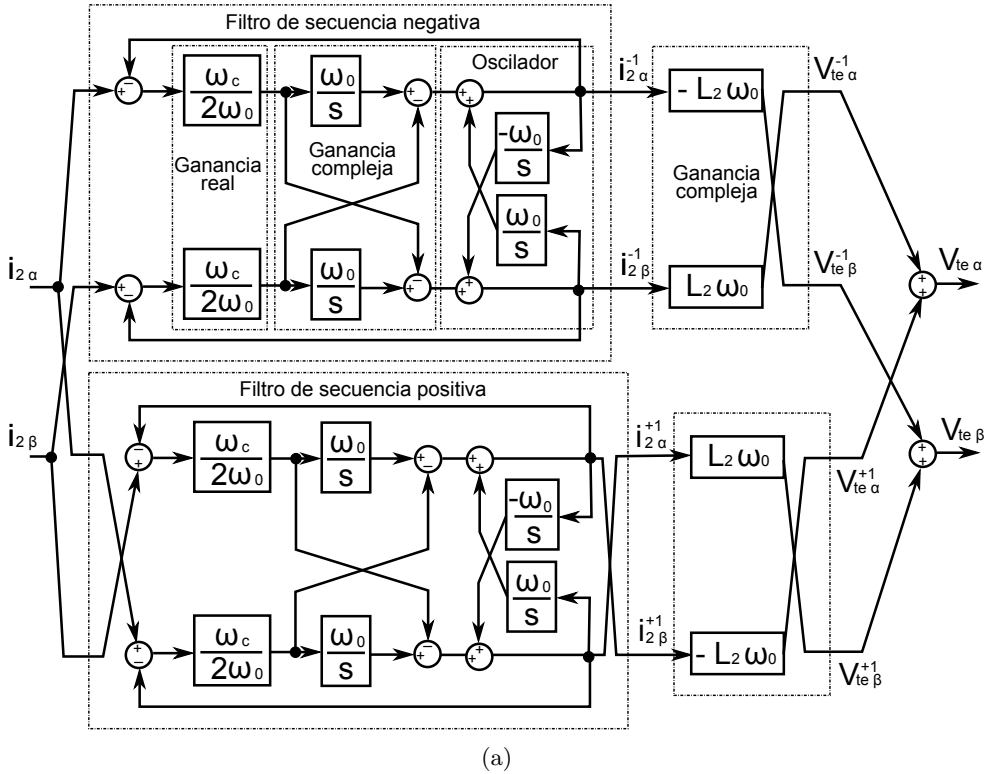


Figura 5.12: Esquema de bloques del estimador de caída de tensión.

ción negativa de ganancia la unidad

$$G_{FSN} = \frac{G_N}{1 + G_N} \quad (5.34)$$

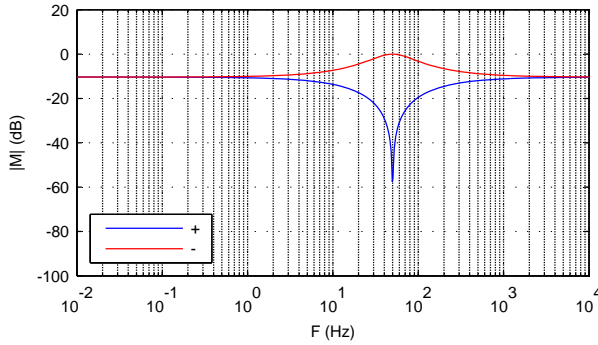
$$G_N = \frac{\omega_c(s - j\omega_1)}{-2\omega_1(s - j\omega_0)} = \left(\frac{\omega_c}{2\omega_0}\right) \left(\frac{\omega_0}{s} + j\right) \left(\frac{1}{1 + \frac{j\omega_0}{s}}\right) \quad (5.35)$$

Esta ecuación tiene tres componentes

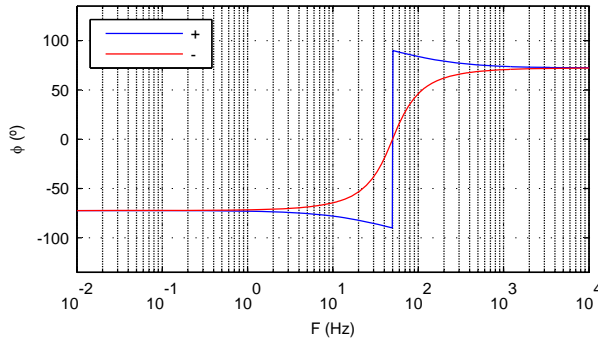
- una ganancia real constante $\frac{\omega_c}{2\omega_0}$.
- Una ganancia compleja $\frac{\omega_0}{s} + j$.

- Un oscilador $\frac{1}{1 + \frac{j\omega_0}{s}}$. Se encarga de hacer oscilar las componentes de secuencia negativa mientras desprecia las positivas.

En las Fig. 5.13a y 5.13b se representan las respuestas de G_{FSN} ante frecuencias de secuencia positiva ($\omega = +\omega_0$) y negativa ($\omega = -\omega_0$) para una frecuencia de corte $w_c = 200rad/s$ y frecuencia fundamental $w_0 = 2\pi 50 rad/s$. En las gráficas se ve como ante frecuencias negativas la magnitud de salida es la unidad y ante frecuencias positivas la respuesta es atenuada fuertemente.



(a) Magnitud.



(b) Fase.

Figura 5.13: Respuesta en frecuencia del filtro de secuencia negativa G_{FSN} .

El filtrado de la secuencia positiva se consigue con el mismo circuito sin más que intercambiar las entradas y las salidas simultáneamente. Las corrientes de salida de

secuencia negativa $I_{2\alpha\beta}^{-1}$ se multiplican por una ganancia compleja negativa $-j\omega_0 L_2$ para calcular la caída de tensión debido a la secuencia negativa en la inductancia L_2 que ha de ser medida o estimada.

$$\begin{aligned} v_{te_{\alpha\beta}}^{-1} &= (I_{2\alpha}^{-1} + I_{2\beta}^{-1}j)(-j\omega_0 L_2) \\ v_{te_{\alpha}}^{-1} &= I_{2\beta}^{-1}\omega_0 L_2 \\ v_{te_{\beta}}^{-1} &= -I_{2\alpha}^{-1}\omega_0 L_2 \end{aligned} \quad (5.36)$$

La caída de tensión debido a la secuencia positiva se calcula multiplicando $I_{2\alpha\beta}^{+1}$ por la ganancia compleja positiva $j\omega_0 L_2$. La suma (5.37) da la caída de tensión buscada.

$$V_{te_{\alpha\beta}} = V_{te_{\alpha\beta}}^{+1} + V_{te_{\alpha\beta}}^{-1} \quad (5.37)$$

5.7.3. Regulador de corriente

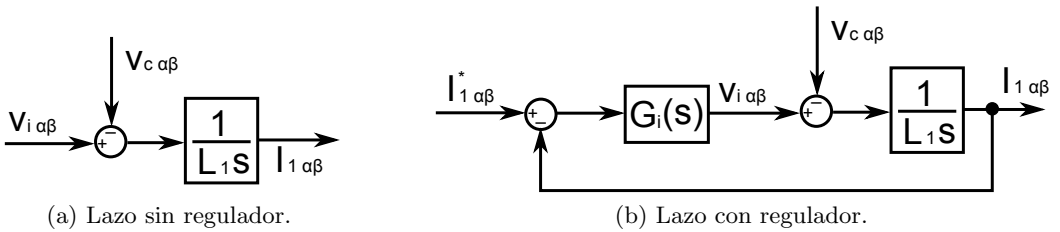


Figura 5.14: Diagramas de bloques para el diseño del regulador de corriente.

El regulador de corriente es el encargado de dar la señal de tensión al convertidor. En la Fig. 5.14, que es la primera parte de la Fig. 5.11 se muestran los diagramas de bloques del regulador de corriente. Según esto para eliminar la dependencia de la variable $V_{c_{\alpha\beta}}$ de la corriente $I_{1_{\alpha\beta}}$ se ha de sumar $V_{c_{\alpha\beta}}$ mediante una proalimentación con lo cual la función de transferencia vista por el regulador es

$$\frac{I_{1_{\alpha\beta}}}{V_{i_{\alpha\beta}}} = \frac{1}{L_1 s} \quad (5.38)$$

La solución convencional para un sistema integral es una acción proporcional ya que se garantiza el error nulo en el régimen estacionario. La ganancia está relacionada con el ancho de banda del regulador mediante

$$G_i(s) = K_{ci} = \hat{L}_1 \omega_{ci} \quad (5.39)$$

donde \hat{L}_1 es la estimación de la primera inductancia del filtro LCL. Para asegurar que el regulador no se vea afectado por las señales de conmutación del convertidor se elige

$$\omega_{ci} < \omega_{conmut} \quad (5.40)$$

La función de transferencia de lazo abierto es

$$T_i(s) = G_i \frac{1}{L_1 s} = \frac{\hat{L}_1 \omega_{ci}}{L_1} s \quad (5.41)$$

y en lazo cerrado

$$G_{ic}(s) = \frac{I_{1\alpha\beta}}{V_{i\alpha\beta}} = \frac{1}{1 + s \frac{L_1}{\hat{L}_1 \omega_{ci}}} \quad (5.42)$$

Por lo tanto el regulador de corriente se comporta como un filtro paso bajo de primer orden con frecuencia de corte igual al ancho de banda del regulador ω_{ci} . La implementación de este regulador en el marco de referencia estacionarios se muestra en la Fig. 5.15

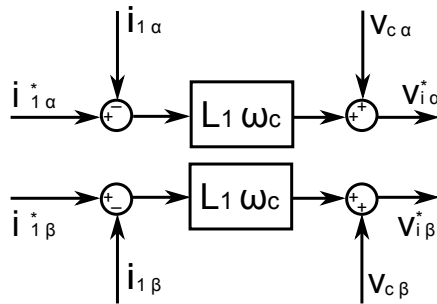


Figura 5.15: Esquema del regulador de corriente.

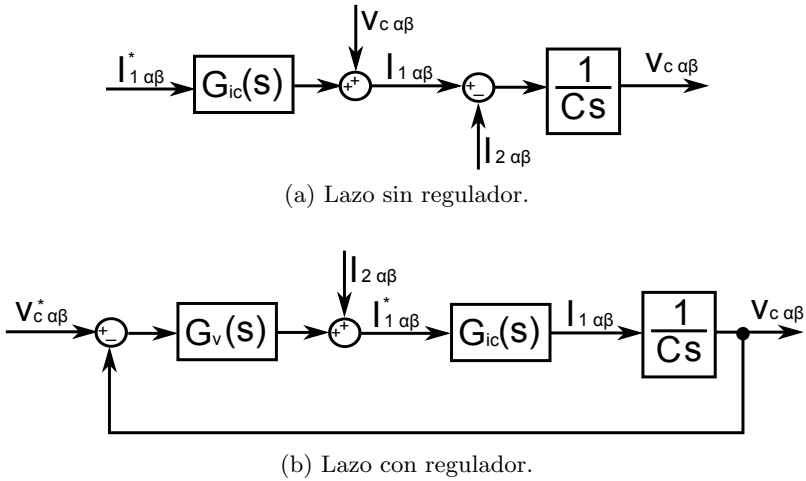


Figura 5.16: Diagramas de bloques para el diseño del regulador de tensión.

5.7.4. Regulador de tensión

En este apartado se presenta el lazo de control que regula la tensión en el condensador ($V_{c\alpha\beta}$). En Fig. 5.16a se muestra el sistema después de aplicar el regulador de corriente. Para eliminar la dependencia de $I_{2\alpha\beta}$ en la tensión se suma ésta como proalimentación. La función de transferencia en lazo abierto del sistema es

$$T_v(s) = G_v(s)G_{ic}(s)\frac{1}{Cs} \quad (5.43)$$

Donde G_v es la función de transferencia del regulador de tensión, G_{ic} es la del de corriente en lazo cerrado. El bloque visto por la corriente $I_{1\alpha\beta}$ es la función de transferencia del condensador $\frac{1}{Cs}$. Si la dinámica del regulador de tensión se limita a menores frecuencias que el ancho de banda del regulador de corriente, la función de transferencia se puede aproximar a

$$T_v(s) \approx G_v(s)\frac{1}{Cs} \quad (5.44)$$

En el diseño se busca que el regulador tenga error nulo en régimen estacionario y rechace las perturbaciones de las componentes de secuencia directa e inversa a la frecuencia fundamental. Para ello se usa un regulador vectorial en régimen estacionario

[110]. La función en lazo abierto que cumple estas condiciones es

$$T_v(s) = \frac{\frac{\omega_c}{2}}{s - j\omega_0} + \frac{\frac{\omega_c}{2}}{s + j\omega_0} = \frac{\omega_c s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (5.45)$$

$$T_v(s)|_{s=\pm j\omega_0} \rightarrow \infty$$

Igualando las expresiones (5.44) y (5.45) se obtiene

$$G_v(s) = T_v(s)Cs = \frac{\omega_c s}{s^2 + \omega_0^2} Cs = \omega_c \frac{1}{1 + \left(\frac{\omega_0}{s}\right)^2} \quad (5.46)$$

La implementación en el marco de referencia síncrono de este regulador se muestra en la Fig. 5.17a. Se compone de una ganancia y de un oscilador.

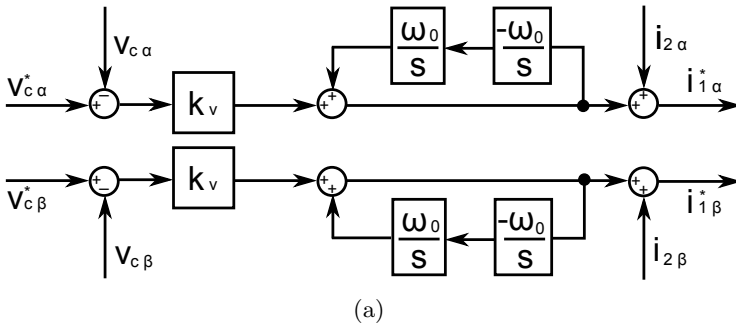
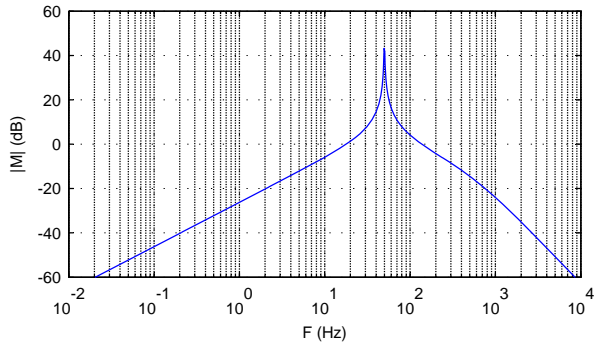


Figura 5.17: Esquema del regulador de tensión.

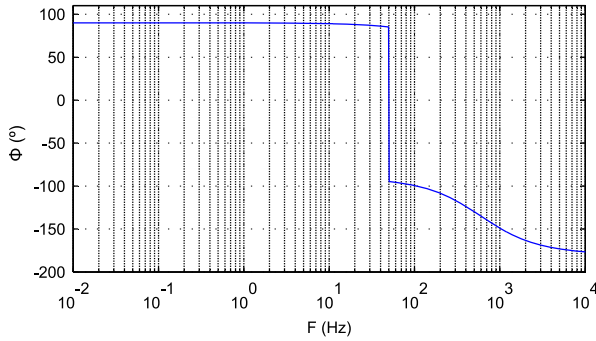
En la Fig. 5.18 se muestra la respuesta en frecuencia para un regulador con frecuencia de corte $\omega_c = 0.02$ y $\omega_0 = 2\pi 50$. La respuesta es idéntica tanto para frecuencias positivas y negativas.

Según la Fig. 5.11 si se fija $V_{i_{\alpha\beta}} = 0$ la función de transferencia que relaciona la corriente de salida con la tensión en el condensador cuando no hay regulación es

$$\frac{V_c}{I_2} = \left(\frac{-1}{Cs} \right) \left(\frac{1}{1 + \frac{1}{CL_1 s^2}} \right) \quad (5.47)$$



(a) Magnitud.



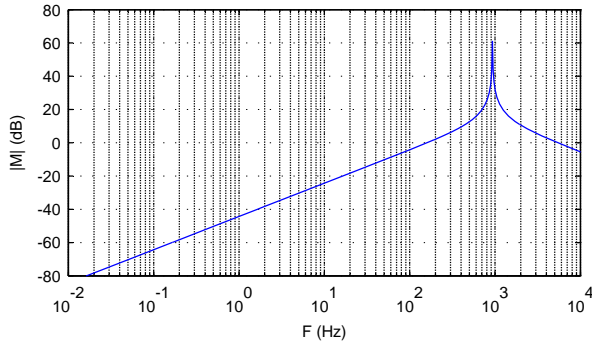
(b) Fase.

Figura 5.18: Respuesta en frecuencia del regulador de tensión G_v .

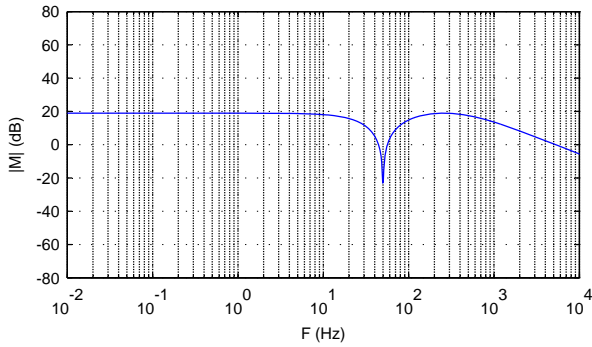
con la regulación de tensión y corriente

$$\frac{V_c}{I_2} = \left(\frac{-1}{C(s + \omega_{ci})} \right) \left(\frac{1}{1 + \frac{2k_v \omega_{ci} s}{C(s + \omega_{ci})(s^2 + \omega_0^2)}} \right) \quad (5.48)$$

En la Fig. 5.19a se representa la respuesta en frecuencia de (5.47) para $C = 30\mu F$ y $L_1 = 0.97mH$. En ella se aprecia un pico a la frecuencia $\frac{1}{\sqrt{CL_1}} = 5862rad/s = 933Hz$. En la Fig. 5.19b se representa la de (5.48). Se observa como el pico a es eliminada de la respuesta del sistema.



(a) Sin regulador.



(b) Con regulador.

Figura 5.19: Respuestas en frecuencia de las funciones de transferencia $\frac{V_c}{I_2}$.

5.7.5. Seguidor de fase

Para que el convertidor pueda formar parte de una red es necesario medir la componente fundamental de la tensión de red. Esta tarea recae en circuitos denominados Phase Locked Loop (PLL) o redes de seguimiento de fase. Los primeros circuitos PLL fueron descritos en 1923 y 1932 [113] [114]. La información obtenida de estos circuitos puede intervenir en tres cometidos fundamentales en funcionamiento del convertidor

- sincronizar la tensión de salida del convertidor con la de la red.
- Controlar el flujo de potencia intercambiado.

- En algunos tipos de control expresar las variables en el marco de referencia síncrono.

La medida de variables como la frecuencia de la red o la evolución del ángulo de la tensión en el caso de que el sistema sea equilibrado y perfectamente sinusoidal se puede realizar mediante los detectores de pico o paso por cero. Cuando el sistema no cumple estas condiciones estos circuitos cometen grandes errores. El cometido del PLL es realizar el cálculo con la mayor rapidez y con el menor error posible en estas condiciones.

El diagrama de bloques del circuito se muestra en la Fig. 5.20. A partir de las tres tensiones de fase se pasan al marco de referencia estacionario (apéndice D.2). El segundo paso es transformar las tensiones V_α y V_β al marco de referencia síncrono. Esto significa que las componentes directa y cuadratura serán magnitudes constantes en régimen estacionario. La componente V_q se pasa a un regulador PI. La salida del regulador es la frecuencia del sistema (ω). La integración de ω da el ángulo θ . El valor de la integral se pone a cero cuando θ alcanza el valor 2π . θ se realimenta en el bloque de la transformación al marco de referencia síncrono.

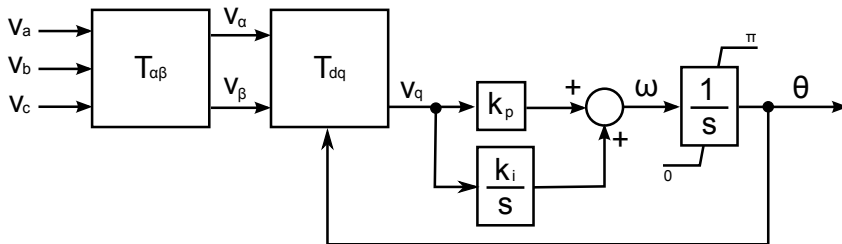


Figura 5.20: Lazo de seguimiento de fase estándar.

Para expresar matemáticamente las transformaciones sufridas durante el proceso de cálculo se parte de un sistema trifásico de tensiones compuesto por una secuencia directa y una secuencia inversa [91]. El orden del armónico se indica con un superíndice. Así la secuencia directa y fundamental es $+1$, la del armónico séptimo $+7$ y las secuencias inversas del quinto armónico o del decimoprimeros son -5 y -11 respectivamente. La secuencia homopolar no se tiene en cuenta pues se elimina en la

transformación al marco de referencia estacionario. La tensión es

$$\begin{aligned} V_a &= V^{+n} \cos(n\omega t + \varphi^{+n}) + V^{-n} \cos(n\omega t) \\ V_b &= V^{+n} \cos\left(n\omega t + \varphi^{+n} - \frac{2\pi}{3}\right) + V^{-n} \cos\left(n\omega t + \varphi^{+n} + \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_c &= V^{+n} \cos\left(n\omega t + \varphi^{+n} + \frac{2\pi}{3}\right) + V^{-n} \cos\left(n\omega t + \varphi^{+n} - \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (5.49)$$

Para simplificar se puede hacer nulo el ángulo de desfase propio de cada componente ($\varphi^{\pm n}$) y asumir que n puede tomar tanto valores positivos como negativos. Después de hacer las transformaciones queda.

$$\begin{aligned} V_d &= V^{+1} \cos(\omega t - \theta) + V^n \cos(n\omega t - \theta) \\ V_q &= V^{+1} \sin(\omega t - \theta) + V^n \sin(n\omega t - \theta) \end{aligned} \quad (5.50)$$

En (5.51) se ha separado la secuencia fundamental del resto pues es de la que se pretende extraer la información de la fase. El resto de componentes son perturbaciones que se introducen en el sistema. Dado que la componente V_q se expresa como suma de sinusoides el sistema es no lineal. Al sincronizarse los ejes de referencia dq con la velocidad del fasor V se cumple $\omega t = \theta$. Se puede linealizar el sistema entorno a $\omega t \approx \theta$ con lo cual $n\omega t - \theta \approx (n - 1)\omega t$

$$\begin{aligned} V_d &= V^{+1} + V^n \cos((n - 1)\omega t) \\ V_q &= V^{+1} \sin(\omega t - \theta) + V^n \sin((n - 1)\omega t) \end{aligned} \quad (5.51)$$

La componente cuadratura es la que se usa para hacer el cálculo y se puede reescribir como

$$\begin{aligned} V_q &= V^{+1}(\eta - \theta) \\ \eta &= \omega t + V^n \sin((n - 1)\omega t) \end{aligned} \quad (5.52)$$

$\eta - \theta$ es el error del circuito realimentado con ganancia la unidad. Por lo tanto la función de transferencia teniendo en cuenta el regulador es

$$\frac{\theta(s)}{\eta(s)} = \frac{1}{1 + (V^{+1}) \left(\frac{1}{s}\right) \left(k_p + \frac{k_i}{s}\right)} \quad (5.53)$$

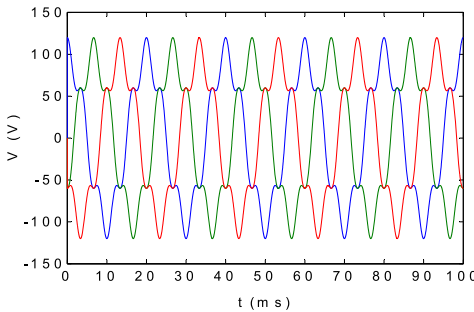
Esta ecuación es un sistema de segundo orden con un cero de la forma.

$$\frac{\theta(s)}{\eta(s)} = \frac{2\xi\omega_c s + \omega_c^2}{s^2 + 2\xi\omega_c s + \omega_c^2} \quad (5.54)$$

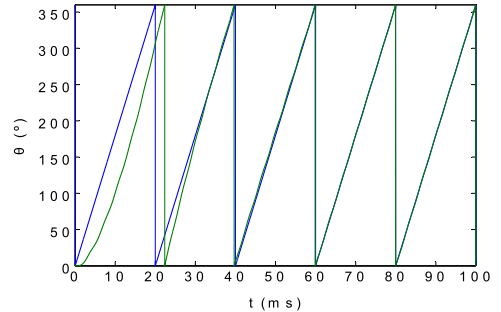
El ajuste del ancho de banda ω_c y el amortiguamiento ξ se puede hacer en base a los valores del regulador k_p , k_i y del valor esperado de la componente fundamental de secuencia directa V^{+1} con las siguientes expresiones.

$$\omega_c = \sqrt{k_i V^{+1}} \quad \xi = \frac{k_p V^{+1}}{2 k_i} \quad (5.55)$$

En la Fig. 5.21 se muestra la respuesta del un PLL ajustado con $\omega_c = \frac{2\pi 50}{2.5}$ y $\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}$. Dado que $V^{+1} = 100V$, $k_p = 1.777$ $k_i = 157.914$. En el sistema se ha introducido un señal con un quinto armónico de 20 V de tensión (Fig. 5.21a). En la Fig. 5.21b se muestra el cálculo del ángulo junto con el valor real.



(a) Señal de entrada. ■ Va, ■ Vb, ■ Vc.



(b) Evolución ángulo. ■ Referencia, ■ Respuesta PLL

Figura 5.21: Respuesta del PLL ante una señal trifásica desequilibrada $V^{-5} = 0.2V^{+1} = 20V$.

Con la mejora de los microcontroladores y la creación de los DSP, todas las funciones del PLL clásico han sido implementadas por software. La Fig. 5.22 muestra el diagrama de bloques de un PLL trifásico en tiempo discreto. Para el caso monofásico hay que generar una señal en cuadratura (desfasada 90°) con la medida [115], posteriormente se procesan las señales de igual manera que para el sistema trifásico.

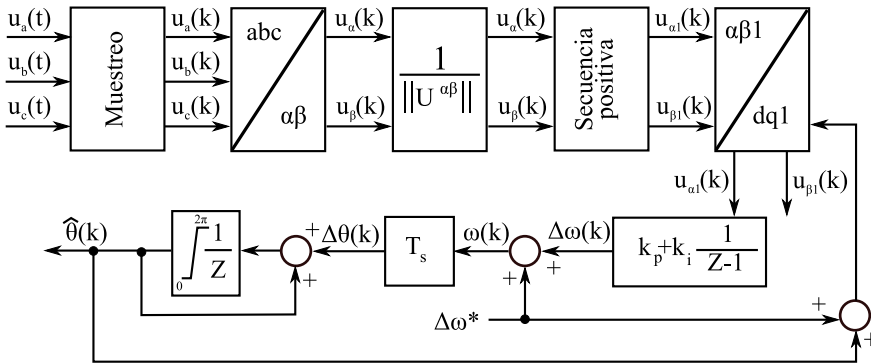


Figura 5.22: Diagrama de bloques del PLL.

Las diferencias están en el bloque que normaliza las señales a valores p.u. y en el algoritmo de extracción de la secuencia fundamental, conocido como cancelación de señal retardada (delayed signal cancellation) cuyo diagrama de bloques en tiempo continuo y discreto se muestra en la Fig. 5.23.

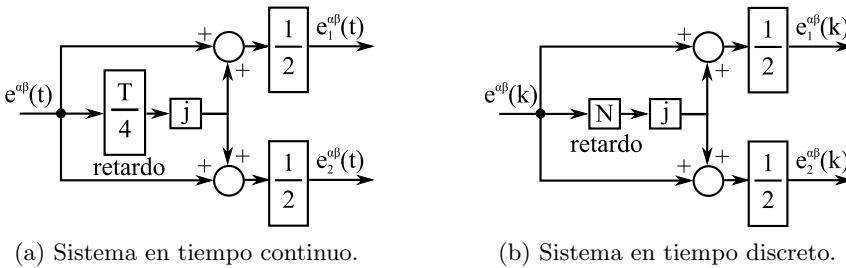


Figura 5.23: Diagramas de bloque del algoritmo de cancelación de señal retardada.

Existen varias técnicas que tratan de mejorar la respuesta dinámica del PLL, mediante métodos numéricos iterativos [116] o componentes simétricas instantáneas [117]. El hecho de que el PLL no tenga una buena dinámica se debe principalmente a la incorporación de secuencias distintas de la fundamental. Por ello en [91] se proponen redes de desacoplo de secuencias. Si se conocen aproximadamente las com-

ponentes distintas de la fundamental que aparecen en el sistema, se pueden crear las redes necesarias para que estas sean rechazadas antes de ser integradas. Un ejemplo de estas redes se muestra en la Fig. 5.24 en la que la componente fundamental se desacopla de una componente de orden n . Las líneas punteadas marcan las redes de desacoplo. ω_c es la frecuencia de corte de los filtros paso bajo que tratan las señales de salida de las redes. El cálculo de la fase se lleva a cabo como se ha explicado en párrafos anteriores.

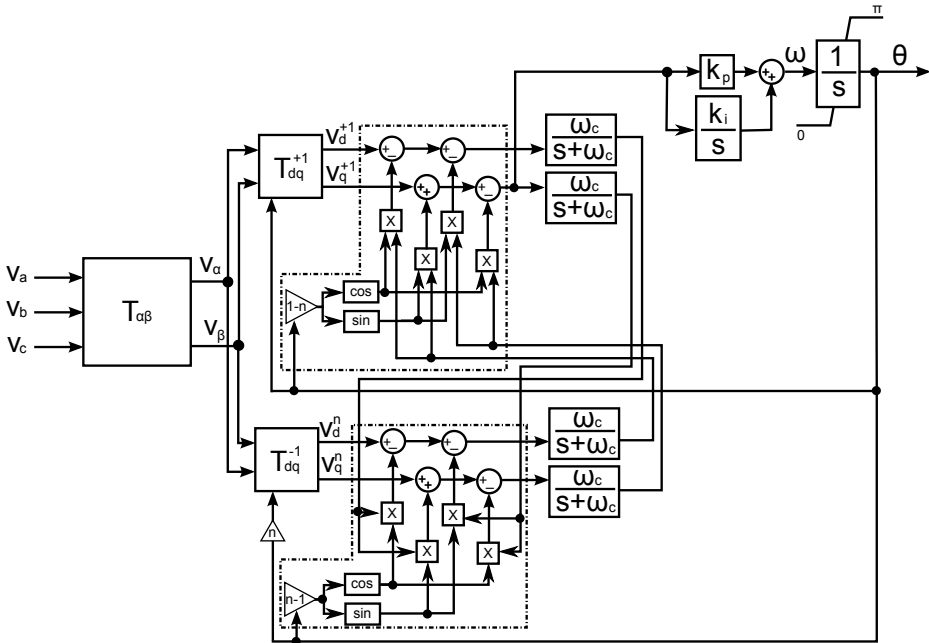


Figura 5.24: Diagrama de bloques de un PLL con redes de desacoplo.

5.8. El convertidor

El convertidor posee dos características que lo hacen idóneo para la integración de la GD. La primera es que realiza intercambios bidireccionales de energía CC-CA, lo que permite aprovechar la energía de fuentes primarias como las pilas combustible o la solar fotovoltaica en la red tradicional. La segunda, como se ha comentado en la

sección 5.5, es que vista desde la red trifásica puede comportarse como una fuente sinusoidal de corriente o tensión. El que el convertidor entregue señales sinusoidales en el lado de CA y una señal constante en el lado de CC depende principalmente de la tecnología con la que esté implementado (tipo de interruptores electrónicos y topología) y del algoritmo de conmutación que se use para controlar los interruptores. En esta sección se analiza el convertidor como una máquina de estados, que mediante un algoritmo de conmutación permite combinar los estados para conseguir una señal de tensión controlada cuya componente fundamental es sinusoidal de frecuencia nominal.

5.8.1. Topologías y modelización

El control que se consigue de las señales generadas por un convertidor se obtiene gracias a la capacidad de control que tienen los interruptores electrónicos usados en su construcción y la forma en la que están conectados. Según la topología que adopten estos interruptores así se denomina al convertidor. Para un número de fases del sistema de CA tenemos convertidores monofásicos, trifásicos o polifásicos. Los interruptores electrónicos pueden disponer varias posiciones correspondientes a un nivel de tensión. Por ello otra forma de clasificar los convertidores es por este número de niveles a los que tiene acceso cada interruptor. Ejemplos que aclaran estos conceptos se muestran en las Fig. 5.25.

El diseño de los controles del convertidor se puede realizar asumiendo que las señales medidas a la salida del convertidor están perfectamente filtradas y por ello todos los armónicos provenientes de la conmutación de los interruptores están suficientemente atenuados. Esta es la premisa que se ha seguido en el diseño de los controles de la sección 5.6. Sin embargo cuando lo que se desea estudiar es la influencia de esos armónicos en el sistema es necesario tener en cuenta las funciones de conmutación que establecen las posiciones que ocupan los interruptores en cada momento. La introducción de estas funciones en el modelo, convierten el cálculo en un proceso lento. Es por ello que se pueden obtener modelos intermedios en base a valores promedio de las variables de conducción. El modelo promediado permite el estudio de las estrategias de conmutación sin incurrir en un elevado tiempo de cálculo, pero limitando la exactitud en el espectro de frecuencias que presentan las señales de salida.

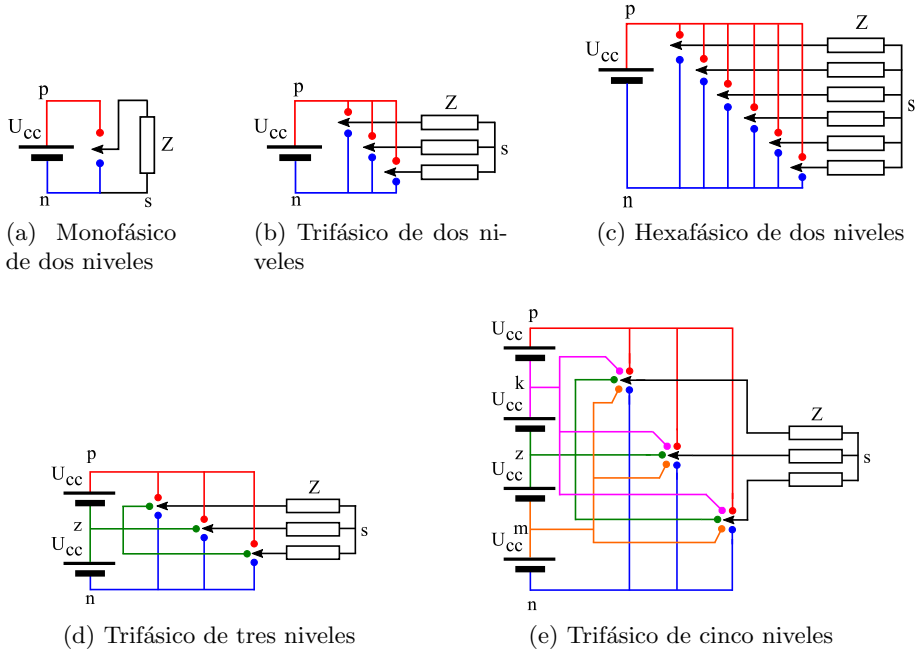


Figura 5.25: Clasificación de los convertidores según el número de fases y niveles.

Para poder realizar el proceso de modelado se han de asumir las siguientes hipótesis:

- La conmutación de los interruptores es ideal (no hay pérdidas).
- La frecuencia de conmutación es mucho mayor que la frecuencia fundamental del lado de CA.
- Se aplica el operador promedio a todas las variables sobre el periodo de conmutación.
- El sistema de CA en el caso de ser trifásico se supone equilibrado.
- Los componentes pasivos se consideran constantes.

Los puntos de este método se aplican para el convertidor trifásico de dos niveles que es el que más se ha extendido en la industria. Esto se debe a que para su implementación no son necesario muchos componentes, lo que simplifica su mantenimiento y aumenta su fiabilidad. Un esquema de esta topología se muestra en la Fig. 5.26a.

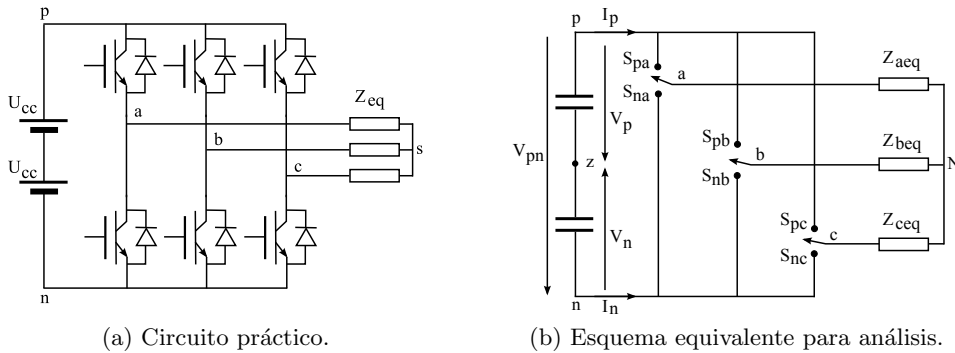


Figura 5.26: Convertidor trifásico de dos niveles.

Elección de las funciones de conmutación: en este paso se establecen las leyes que deben seguir los interruptores para evitar cortocircuitos en el convertidor y se asignan índices para identificar la posición del interruptor. En un sistema trifásico se pueden escoger entre funciones de fase o funciones de línea. Si se emplean funciones de conmutación de fase se puede obtener información sobre el comportamiento de las componentes de corriente y tensión homopolar. Por ello suele ser preferible esta opción. Estas funciones modelizan estrictamente el convertidor en el dominio del tiempo discreto.

Se entiende que un mismo interruptor de la Fig. 5.26b no deben estar conectado a la vez a dos estados distintos del convertidor, puesto que cortocircuitaría la totalidad del bus de continua o una parte del mismo. Por otra parte tampoco las fases deben quedar en circuito abierto, ya que siempre hay presente una inductancia a la salida del convertidor. Bien porque se haya diseñado un filtro para mejorar el contenido armónico a la salida, bien por la propia inductancia de la línea o cable con el que se conecta a la red o la carga si es un sistema aislado.

Si se asume como valor 1 cuando hay continuidad entre la fase y el nivel p de la fuente de CC y 0 en caso contrario. Entonces las funciones de conmutación se pueden expresar como.

$$S_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i \text{ conectado a } j \\ 0 & \text{si } i \text{ desconectado de } j \end{cases} \quad \forall \quad \begin{cases} i \in [p, n] \\ j \in [a, b, c] \end{cases} \quad (5.56)$$

$$S_{pj} + S_{nj} = 1 \quad \forall \quad j \in [a, b, c] \quad (5.57)$$

Relación entre tensiones y corrientes entre los lados de CC y CA: las ecuaciones del filtro y de la carga se relacionan junto con las funciones de conmutación, para conseguir un modelo del convertidor en tiempo discreto. El número de funciones de conmutación depende del número de niveles y fases. Para un convertidor de N niveles F fases el número de estados posibles es.

$$N^{\circ} \text{Estados} = N^F \quad (5.58)$$

Para el convertidor monofásico $2^2 = 4$, para trifásico de dos niveles es 8 y para el convertidor de tres niveles trifásico es 27. En el convertidor trifásico de dos niveles hay dos funciones de conmutación por rama y tres ramas. Según la ecuación 5.57 las funciones de conmutación no son independientes. Sólo hay n-1 funciones de conmutación independientes por rama. Esto nos deja 3 funciones en el trifásico de 2 niveles. Sabiendo el número de estados y eligiendo funciones de conducción independientes se pueden crear las tablas que permiten relacionar las tensiones y corrientes a ambos lados del convertidor.

En este proceso se trata de establecer ecuaciones que, en base a las funciones de conmutación, establezcan las relaciones entre las tensiones de CA y CC, así como las corrientes. Eligiendo como funciones de conmutación independientes las que se unen al rail positivo del bus de continua y teniendo en cuenta la Fig. 5.27 se puede confeccionar la Tabla. 5.2.

Tomando como referencia el punto z de la Fig. 5.26b en el bus de continua (punto de tensión cero, no necesariamente accesible). Se cumple que la tensión en el bus de CC es

$$\begin{aligned} v_{pn} &= (v_p - v_z) - (v_n - v_z) = v_p - v_n \\ v_{pn} &= 2v_p = -2v_n \end{aligned} \quad (5.59)$$

Si nos fijamos únicamente en una rama de conmutación, la tensión en el punto de conexión de la fase con el bus de CC respecto a z es v_p cuando S_{pj} está activo y v_n cuando lo está S_{nj} . Esto se puede escribir como

$$v_j = v_j - v_z = v_p S_{pj} + v_n S_{nj} \quad (5.60)$$

Las ecuaciones de las corrientes son

$$i_j = i_p S_{pj} + i_n S_{nj} \quad (5.61)$$

Dado que las funciones de conmutación no son linealmente independientes, se pueden escribir las tensiones y las corrientes como

$$v_j = v_p S_{pj} + v_n (1 - S_{pj}) i_j = i_p S_{pj} + i_n (1 - S_{pj}) \quad (5.62)$$

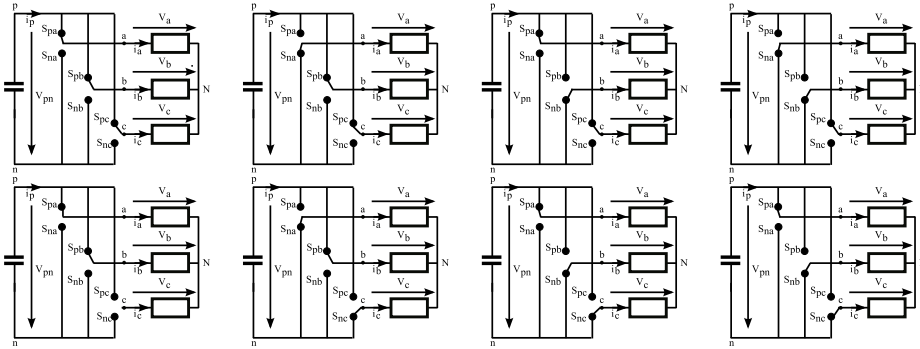


Figura 5.27: Los distintos estados del convertidor trifásico de dos niveles.

El cálculo de las tensiones respecto al neutro del lado de CA se puede hacer teniendo en cuenta que el sistema es equilibrado y por tanto

$$\begin{aligned} v_{aN} + v_{bN} + v_{cN} &= 0 \\ v_{az} &= v_{aN} + v_{Nz} \\ v_{bz} &= v_{bN} + v_{Nz} \\ v_{cz} &= v_{cN} + v_{Nz} \\ v_{Nz} &= \frac{1}{3}(v_{az} + v_{bz} + v_{cz}) \end{aligned} \quad (5.63)$$

Est.	S_{pa}	S_{pb}	S_{pc}	i_p	i_n	v_{aN}	v_{bN}	v_{cN}	v_{ab}	v_{bc}	v_{ca}
\vec{v}_7	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
\vec{v}_4	0	1	1	$i_b + i_c$	$-(i_b + i_c)$	$-\frac{2}{3}v_{pn}$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	$-v_{pn}$	0	v_{pn}
\vec{v}_6	1	0	1	$i_a + i_c$	$-(i_a + i_c)$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	$-\frac{2}{3}v_{pn}$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	v_{pn}	$-v_{pn}$	0
\vec{v}_5	0	0	1	i_c	$-i_c$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	$\frac{2}{3}v_{pn}$	0	$-v_{pn}$	v_{pn}
\vec{v}_2	1	1	0	$i_a + i_b$	$-(i_a + i_b)$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	$\frac{1}{3}v_{pn}$	$-\frac{2}{3}v_{pn}$	0	v_{pn}	$-v_{pn}$
\vec{v}_3	0	1	0	i_b	$-i_b$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	$\frac{2}{3}v_{pn}$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	$-v_{pn}$	v_{pn}	0
\vec{v}_1	1	0	0	i_a	$-i_a$	$\frac{2}{3}v_{pn}$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	$-\frac{1}{3}v_{pn}$	v_{pn}	0	$-v_{pn}$
\vec{v}_0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5.2: Estados posible del convertidor trifásico de dos niveles.

Luego la tensión en la fase a de la carga es

$$v_{aN} = v_{az} - v_{Nz} = v_{az} - \frac{1}{3}(v_{az} + v_{bz} + v_{cz}) = \frac{2}{3}v_{az} - \frac{1}{3}v_{bz} - \frac{1}{3}v_{cz} \quad (5.64)$$

sustituyendo las funciones de conmutación (5.63) y (5.62) en (5.64) y tomando como origen de referencias z por lo que se elimina este subíndice, se obtiene

$$\begin{aligned} v_{aN} &= \frac{2}{3}(S_{pa}v_p + (1 - S_{pa})v_n) - \frac{1}{3}(S_{pb}v_p + (1 - S_{pb})v_n) \\ &\quad - \frac{1}{3}(S_{pc}v_p + (1 - S_{pc})v_n) \\ &= \left[\frac{2}{3}S_{pa} - \frac{1}{3}S_{pb} - \frac{1}{3}S_{pc} \right] v_p - \left[\frac{2}{3}S_{pa} - \frac{1}{3}S_{pb} - \frac{1}{3}S_{pc} \right] v_n \\ &= \left[\frac{2}{3}S_{pa} - \frac{1}{3}S_{pb} - \frac{1}{3}S_{pc} \right] (v_p - v_n) \\ &= \left[\frac{2}{3}S_{pa} - \frac{1}{3}S_{pb} - \frac{1}{3}S_{pc} \right] v_{pn} \end{aligned} \quad (5.65)$$

Para el resto de fases se procede de igual forma a como se ha hecho con la fase a.

Las tensiones compuestas se calculan a partir de las simples

$$\begin{aligned}
 v_{ab} &= v_a - v_c \\
 &= S_{pa}v_p + (1 - S_{pa})v_n - (S_{pb}v_p + (1 - S_{pb}))v_n \\
 &= (S_{pa} - S_{pb})v_p - (S_{pa} - S_{pb})v_n \\
 &= (S_{pa} - S_{pb})v_{pn}
 \end{aligned} \tag{5.66}$$

En resumen las ecuaciones que relacionan las magnitudes en los lados de CA y CC mediante las funciones de conmutación se pueden expresar como

$$\begin{aligned}
 \mathbf{V}_f &= \mathbf{S}\mathbf{V}_{cc} \\
 \mathbf{I}_f &= \mathbf{S}\mathbf{I}_{cc}
 \end{aligned} \tag{5.67}$$

siendo \mathbf{V}_f e \mathbf{I}_f las tensiones y corrientes de las fases de CA. \mathbf{V}_{cc} e \mathbf{I}_{cc} las tensiones y corrientes en el lado de CC, tal y como se muestra a continuación

$$\begin{aligned}
 \mathbf{V}_f &= \begin{bmatrix} v_{az} \\ v_{bz} \\ v_{cz} \end{bmatrix} & \mathbf{V}_{cc} &= \begin{bmatrix} v_p \\ v_n \end{bmatrix} \\
 \mathbf{I}_f &= \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} & \mathbf{I}_{cc} &= \begin{bmatrix} i_p \\ i_n \end{bmatrix} \\
 \mathbf{S} &= \begin{bmatrix} S_{pa} & 1 - S_{pa} \\ S_{pb} & 1 - S_{pb} \\ S_{pc} & 1 - S_{pc} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{5.68}$$

También

$$\mathbf{I}_{cc} = \mathbf{S}^t \mathbf{I}_f \tag{5.69}$$

Aplicación de las leyes de Kirchhoff: en este paso se agrupan las variables. Por un lado las variables de estado (aquellas que definen el estado del sistema) y por otro las variables de entrada (las que se miden y se quieren controlar). Los dos tipos de variables pertenecen a circuitos con bobinas y condensadores, por lo que se suelen escoger las tensiones de los condensadores y las corrientes de las bobinas como

variables. Despejando cada una de estas variables en las ecuaciones de Kirchhoff se puede hacer la selección. Dependiendo de la aplicación, una misma corriente puede ser definida como variable de estado o de entrada.

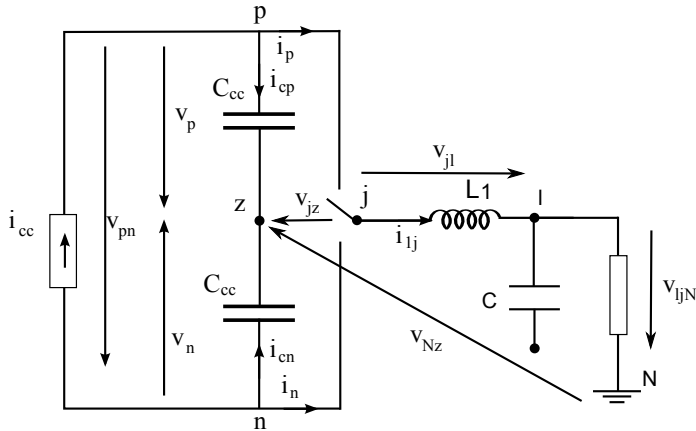


Figura 5.28: Una de las ramas del convertidor.

En la Fig. 5.28 se ha representado una de las tres ramas del convertidor junto con los elementos del filtro de salida, la carga y con las magnitudes que sirven para establecer el control del convertidor. En el lado de CC se ha supuesto que la tensión de referencia en el punto z se mide mediante un divisor capacitivo compuesto por dos condensadores de igual valor (C_{cc}). Las corrientes inyectadas en el bus de continua por el convertidor se relacionan con las variables del bus mediante.

$$\begin{aligned}
 \frac{dv_p}{dt} &= \frac{1}{C_{cc}} i_{cp} \\
 i_{cp} &= i_{cc} - i_p \\
 \frac{dv_n}{dt} &= \frac{1}{C_{cc}} i_{cn} \\
 i_{cn} &= -i_{cc} - i_p
 \end{aligned}
 \tag{5.70}$$

Ordenando se obtiene

$$\frac{d}{dt} \mathbf{V}_{\mathbf{cc}} = -\frac{1}{C_{cc}} \mathbf{A} \mathbf{I}_{\mathbf{pn}} + \frac{1}{C_{cc}} \mathbf{B} i_{cc} \quad (5.71)$$

siendo

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_{\mathbf{cc}} &= \begin{bmatrix} v_p \\ v_n \end{bmatrix} & \mathbf{A} &= \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \\ \mathbf{I}_{\mathbf{pn}} &= \begin{bmatrix} i_p \\ i_n \end{bmatrix} & \mathbf{B} &= \begin{bmatrix} -1 \\ 1 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.72)$$

En el lado de CA se puede escribir el lazo de tensión para cada una de las ramas ($\forall j \in [a, b, c]$)

$$v_{jz} = v_{jl} + v_{ljN} + v_{Nz} \quad (5.73)$$

La inductancia fuerza la corriente de la fase a seguir

$$v_{jl} = L_1 \frac{di_{1j}}{dt} \quad (5.74)$$

Sustituyendo y reordenando se obtiene

$$\frac{d}{dt} \mathbf{i}_1 = \frac{1}{L_1} (\mathbf{v}_z - v_{lN} - v_{Nz}) \quad (5.75)$$

donde

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_1 &= [i_a \quad i_b \quad i_c]^T & \mathbf{v}_z &= \begin{bmatrix} v_{az} & v_{bz} \\ v_{cz} \end{bmatrix}^T \\ \mathbf{v}_{lN} &= \begin{bmatrix} v_{laN} & v_{lbN} \\ v_{lcN} \end{bmatrix}^T & \mathbf{v}_{Nz} &= v_{Nz} [1 \quad 1 \quad 1]^T \end{aligned} \quad (5.76)$$

El operador de promediado: tiene como fin transformar las variables discretas en variables continuas para poder aplicar la teoría de control en tiempo continuo y disminuir el tiempo de cálculo en las simulaciones. El operador promedio se define

según (5.77), el cual promedia el valor de la función sobre el periodo T_s , que es el periodo de conmutación.

$$\bar{z} = \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t z(\tau) d\tau \quad (5.77)$$

El proceso de promediado sólo afecta a los elementos no lineales del circuito. En el caso de los convertidores estos son los semiconductores. Por lo que bobinas, condensadores, resistencias y generadores quedan igual. En las ecuaciones de los párrafos anteriores sólo se modifican las funciones de conmutación, que pasan a llamarse una vez promediadas funciones de conducción. Para que el error cometido en el proceso de promediado permanezca por debajo de un 5 %, la frecuencia de conmutación ha de ser superior a 50 veces la frecuencia del lado de CA. Al igual que las funciones de conmutación, las funciones de conducción han de estar comprendidas entre 0 y 1 para no violar las restricciones de cortocircuito y circuito abierto de los interruptores del convertidor. En (5.78) se muestra el proceso de promediado para la función de conmutación S_{pa} . Para el resto de funciones se procede de la misma forma.

$$d_{pa} = \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t S_{pa}(\tau) d\tau \quad (5.78)$$

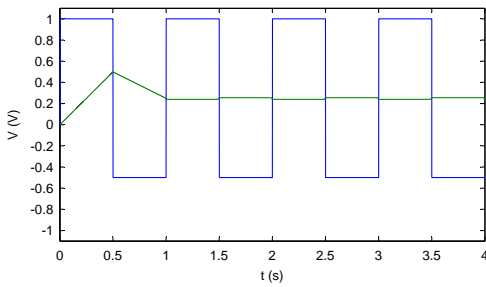
En el caso de que la rama de la Fig. 5.28 estuviese sometida a una frecuencia de conmutación 1Hz y unas tensiones constantes en el bus de CC $v_p = 1V$ y $v_n = 0.5V$ los valores reales y promedio se muestran en la Fig. 5.29. El ancho del pulso depende la variable de la función de conducción, en este caso la mitad del periodo. En esta mitad (5.75) y (5.71) se pueden escribir como

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i_{1j} &= \frac{1}{L_1} v_p \\ \frac{d}{dt} v_p &= \frac{1}{C_{cc}} i_{1j} \\ \frac{d}{dt} v_n &= 0 \end{aligned} \quad (5.79)$$

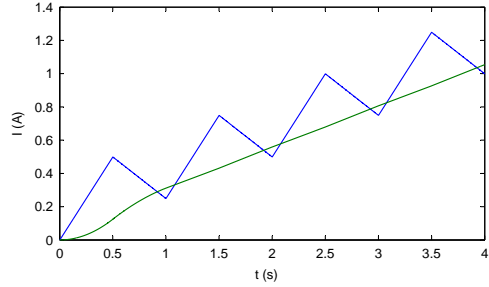
cuando el interruptor cambia de posición

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}i_{1j} &= \frac{1}{L_1}v_n \\ \frac{d}{dt}v_p &= 0 \\ \frac{d}{dt}v_n &= \frac{1}{C_{cc}}i_{1j}\end{aligned}\tag{5.80}$$

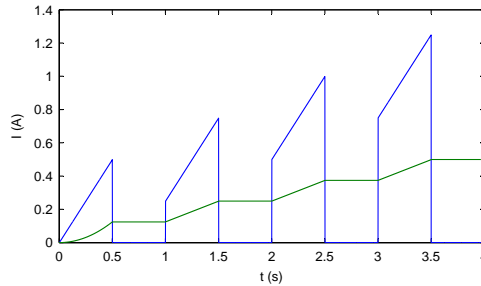
Al integrar las formas de onda durante el periodo se obtienen las Fig. 5.29.



(a) Tensión de fase V_{jz}



(b) Corriente i_f



(c) Corriente i_p

Figura 5.29: Promediado de las variables de una rama del convertidor con frecuencia de conmutación 1 Hz y valores en el bus de CC $v_p = 1V$ y $v_n = 0.5V$. — Original X, — Promediado \bar{X} .

5.8.2. Modulación

La modulación es el algoritmo de apertura y cierre de los interruptores que permite controlar la frecuencia y la forma de la tensión en el lado de CA del convertidor. Como se ha visto el convertidor es incapaz de generar una señal sinusoidal pura ya que sólo posee unos pocos estados (valores de salida) en contraposición al intervalo continuo de valores de tensión que componen una senoide. La modulación tiene el objetivo de conseguir que la señal de salida tenga una componente fundamental que sea la señal sinusoidal deseada, que el resto de armónicos del espectro sean pequeños y que las pérdidas por conmutación de los interruptores electrónicos sea mínima. Para la consecución de estos objetivos se han desarrollado multitud de técnicas que tratan de alcanzar el óptimo en los aspectos mencionados.

Desde el punto de vista de la GD la modulación ayuda a cumplir con los requisitos de CEE ya que actuando sobre el algoritmo de modulación se puede conseguir una mejor calidad de tensión. Las técnicas de PWM aplicadas con altas frecuencias de la portadora ofrecen una muy buena calidad de señal pero al coste de aumentar las pérdidas con el aumento de la frecuencia. Cuando el convertidor es de baja potencia los interruptores no han de cortar mucha corriente y se pueden aplicar altas frecuencias sin dificultad. Por contra cuando el convertidor es de gran potencia no se aplican las técnicas PWM sino un modo degenerado de ellas (modo six steps) bien porque los interruptores no son capaces de cortar esa corriente tan rápido o porque las pérdidas que se producen en el convertidor son inadmisibles. Dado que la GD aumenta de tamaño y los requisitos de calidad de onda son cada día más exigentes, es necesario un estudio detallado de la modulación para encontrar los algoritmos que optimicen el funcionamiento del convertidor en cada momento.

5.8.3. Modulación basada en portadora

La primera técnica PWM es la SPWM (Sinusoidal PWM) [118] y que es la que se usa como base para explicar el resto. Las señales de conmutación (S_{pi} y S_{ni}) de cada rama del convertidor se obtienen mediante comparación de dos señales. La modulada es una señal de baja frecuencia que es la que contiene la información de la frecuencia, fase y amplitud deseadas. Es la señal de referencia que inyecta el lazo de control interno del convertidor más algunas componentes que tratan de mejorar la respuesta

del convertidor y que diferencian los distintos tipos de modulación. La portadora es una señal de alta frecuencia, generalmente periódica y que marca la velocidad de conmutación de los interruptores. En SPWM[118] la moduladora es una señal sinusoidal y la portadora una triangular. Cuando la magnitud de la moduladora es menor o igual que la amplitud de la portadora se activa uno de los estados de la variable de conmutación. Cuando se produce la situación contraria la variable cambia de estado. En la Fig. 5.33 se muestran gráficos de la comparativa entre las dos señales para dos periodos de conmutación con frecuencia de 1 kHz para la portadora y 50 Hz para la modulada. En función de cómo se elige la portadora se controla si la conmutación se hace con pendiente (flanco) negativa (Fig. 5.30b), positiva (Fig. 5.30a) o con doble flanco (Fig. 5.30c) [119].

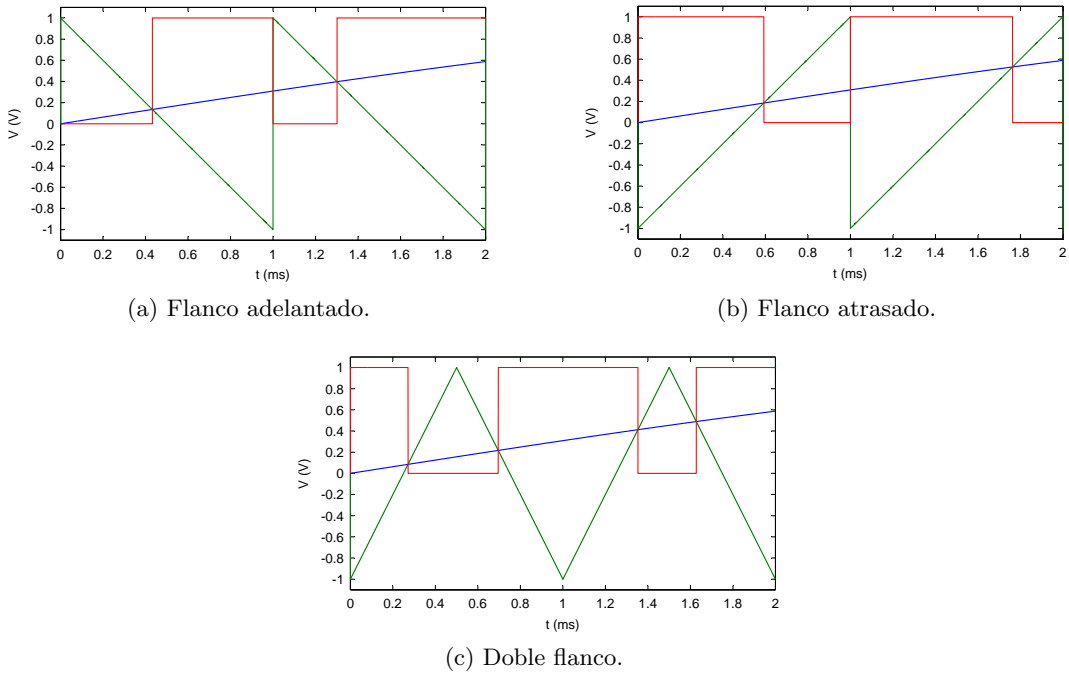


Figura 5.30: Diferentes formas de señales portadoras — Modulada, — Portadora, — Conmutación.

La comparación entre la modulada y la portadora se puede hacer de varias forma. Bien mediante muestreo natural (Fig. 5.31a) en el que la modulada es una señal sinusoidal continua. En este caso los pulsos de conmutación no están centrados respecto los picos de la señal portadora. Muestreando la señal modulada en los instantes en los que se producen los picos positivos o negativos de la portadora se consigue centrar los pulsos. Es un muestreo regular simétrico (Fig. 5.31b) que consigue mejoras en el espectro de la señal de tensión respecto al natural. Cuando el muestreo se realiza tanto en los picos positivos como en los negativos la portadora corta a la modulada con un valor en la subida y otro distinto en la bajada y por ello se denomina muestreo regular asimétrico (Fig. 5.31c). No se obtiene un mejor espectro pero al igual que el simétrico su implementación en sistema digitales es sencillo [120] [121].

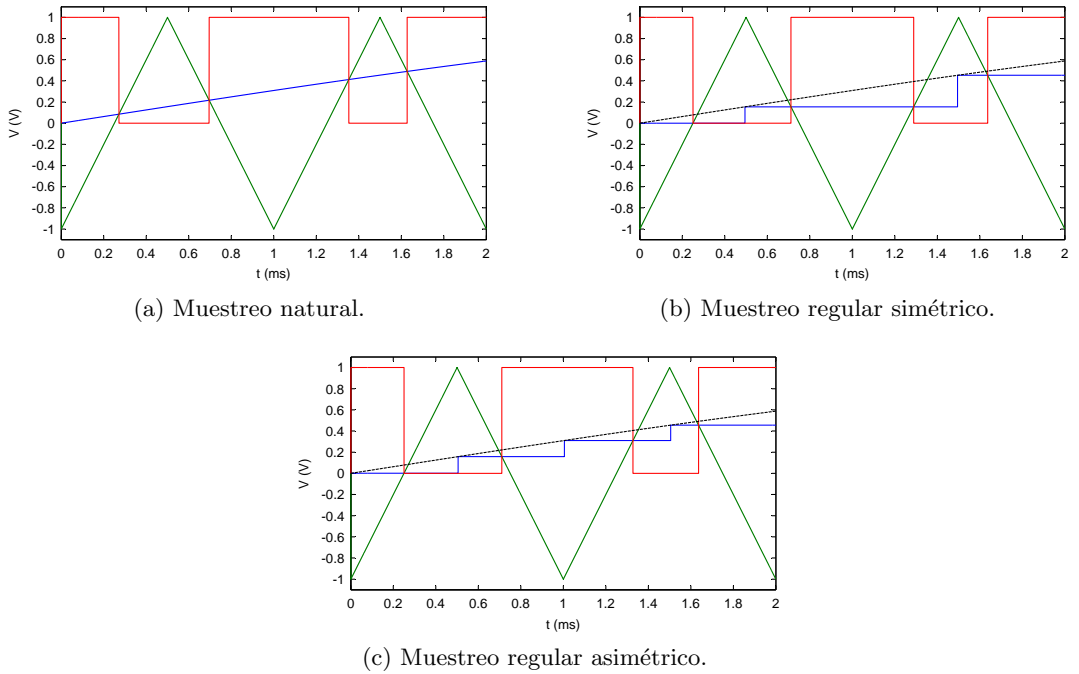


Figura 5.31: Diferentes formas de señales moduladas — Modulada, — Portadora, — Conmutación.

La relación entre la señal modulada y la portadora se conoce con el nombre de índice de modulación

$$m = \frac{v_{\text{modulada}}}{v_{\text{portadora}}} \quad (5.81)$$

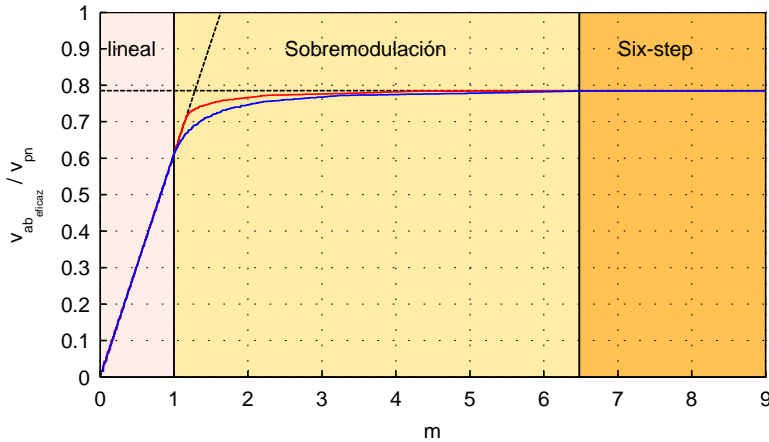


Figura 5.32: Índice de modulación. — SPWM, — THIPWM1/6

Desde el punto de vista del convertidor la señal modulada es la referencia de tensión. Si se fija la relación entre el máximo de tensión de la portadora y la tensión del bus de CC como

$$v_{\text{portadora}}^{\text{max}} = \frac{v_{\text{pn}}}{2} \quad (5.82)$$

el índice de modulación guarda relación con el nivel de aprovechamiento de la tensión del bus de CC. En la Fig. 5.32 se muestran la curva que relaciona el índice de modulación con la tensión de aprovechamiento del bus de CC con la técnica SPWM. En el eje de ordenadas se representa el valor eficaz de la componente fundamental de la tensión compuesta normalizado con la tensión del bus de CC. Cuando $0 \leq m \leq 1$ la tensión de salida es proporcional a la tensión asignada por la señal modulada. Es la zona de modulación lineal (Fig. 5.33a). Cuando $1 < m < 6.48$ la moduladora deja de ser interceptada en algunos momentos por la portadora, con lo cual se bloquea la conmutación. Esta zona no lineal es denominada sobremodulación (Fig. 5.33b). Cuando $m \geq 6.48$ se produce el máximo aprovechamiento del bus de CC ya que

la amplitud de la componente fundamental de las ondas cuadradas generadas es la máxima permitida por el bus de CC. Esta zona se conoce como six-step. Otra definición del índice de modulación es la relación existente entre la amplitud de la señal modulada y la amplitud del primer armónico de tensión en la salida en six-step (Fig. 5.33c).

$$M = \frac{v_{modulada}}{v_{six-step}} \quad v_{six-step} = \frac{2}{\pi} v_{cc} \quad (5.83)$$

El máximo aprovechamiento es de $\pi/4 = 0.785$ veces la tensión del bus de CC. En el punto donde empieza la zona no lineal ($m=1$, $M=\pi/4$) el aprovechamiento es $\sqrt{3}/(2\sqrt{2}) = 0.612$. El modo six-step $M=1$ y $m=6.48$

Algoritmos continuos

La operación en la zona lineal y la mejora del espectro de salida de las tensiones del convertidor son los motivos que ha llevado a desarrollar mejoras sobre el algoritmo SPWM. Dado que en el convertidor trifásico de dos niveles el neutro de la carga está aislado del bus de CC del convertidor, es posible inyectar una señal de tensión homopolar en la señal modulada sin que por ello se vean afectadas las tensiones de salida del convertidor. Se puede añadir cualquier tipo de señal homopolar. La nueva señal de modulación es igual a la señal sinusoidal del referencia más la secuencia homopolar introducida.

$$v_{modulada} = v + v_{homopolar} \quad (5.84)$$

De entre las múltiples posibilidades destacan varias por sus beneficios sobre el aumento del rango lineal, el espectro armónico de las corrientes de salida o la disminución de pérdidas [122]. Existen dos grandes grupos los algoritmos que inyectan señales homopolares continuas y aquellos que introducen señales definidas por trozos.

En la Fig. 5.34 se muestran las señales promediadas que se obtienen con una alta frecuencia de la portadora para los algoritmos más importantes. Se han representado la tensión de salida de una de las fases, la tensión homopolar entre el punto neutro de la carga y el neutro ficticio del bus de CC, la tensión modulada que es igual a la tensión entre fase y el neutro ficticio del bus de CC y la tensión fase neutro sin promediar. El THIPWM1/6 (1/6 Triplen harmonic Injection PWM) introduce una señal sinusoidal de amplitud 1/6 de la señal modulada y tres veces la frecuencia de

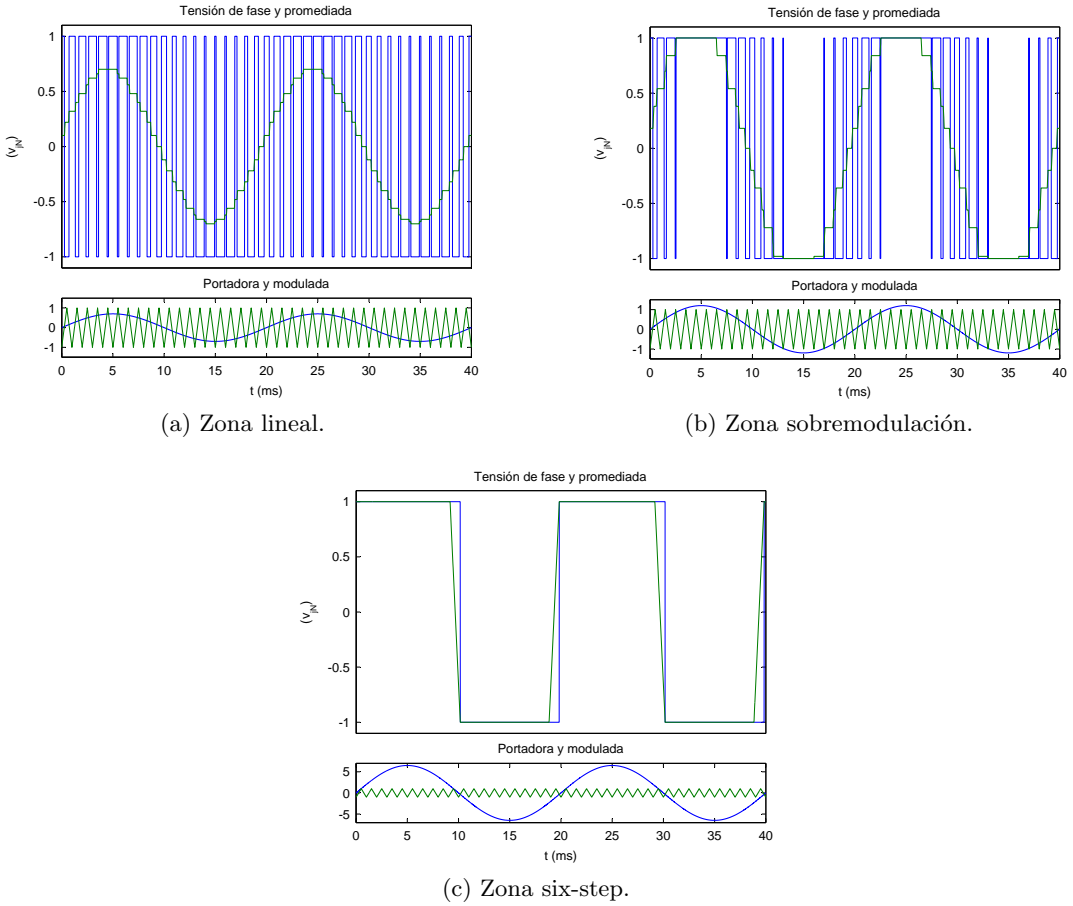


Figura 5.33: Diferentes modos de operación con SPWM para una tensión del bus de CC $v_{pn} = 2pu$.

ésta [123]. La señal homopolar se calcula a partir de las referencias para cada fase como

$$v_{homopolar} = \frac{1}{6} |v^*| \sin(3\omega t) \quad (5.85)$$

En la Fig. 5.32 se ha representado con color rojo la respuesta de del armónico

fundamental de la tensión de línea normalizada con este algoritmo. El punto de paso a la zona de sobremodulación es $m_{max} = 2/\sqrt{3} = 1.1547$, que es el máximo rango lineal que se puede conseguir [124]. Lo que permite aumentar el rango de linealización según se muestra en la Fig. 5.34a es la disminución del valor máximo de la modulada resultante que se compensa con dos picos positivos a los 60° y 120° y dos negativos a los 240° y 300°. El algoritmo THIPWM1/4 es idéntico al THIPWM1/6 salvo que la amplitud de la secuencia homopolar es de 1/4. THIPWM1/4 es el algoritmo que consigue el mejor espectro armónico de las corrientes de salida del inversor si bien el rango lineal es menor [125]. El último algoritmo continuo es el SVPWM (Space Vector PWM) [126]. La definición de la componente homopolar para cada instante de tiempo se puede escribir como

$$v_{homopolar} = -\frac{1}{2} [\max(v_a^*, v_b^*, v_c^*) + \min(v_a^*, v_b^*, v_c^*)] \quad (5.86)$$

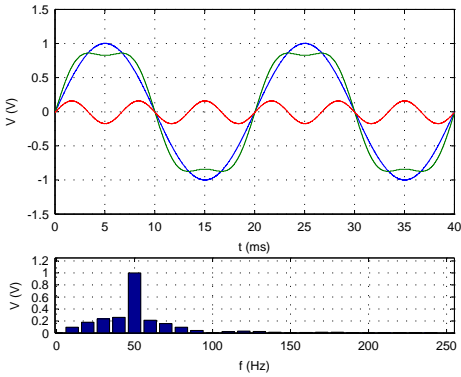
El resultado es una señal triangular de frecuencia tres veces las referencias y de amplitud 1/4 de éstas. Este algoritmo consigue el máximo rango lineal y ofrece un espectro armónico de corrientes casi óptimo. Además se puede implementar mediante técnicas vectoriales que permiten ser programado en un DSP con muy poco coste computacional, como se discute posteriormente. Las pérdidas de conmutación de las técnicas continuas son iguales.

Algoritmos discontinuos

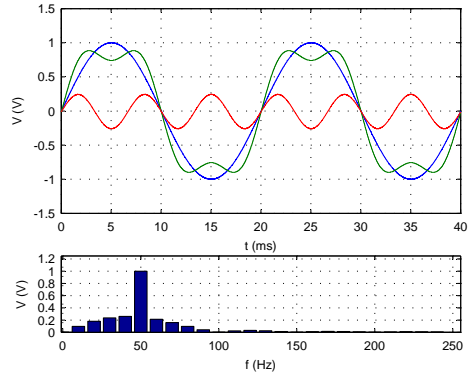
Los algoritmos discontinuos buscan principalmente la disminución de las pérdidas de conmutación en el convertidor. Para ello la señal de secuencia homopolar que se añade a la referencia toma el valor máximo de la señal portadora durante un intervalo de tiempo que viene impuesto por comparación entre los valores instantáneos de las referencias. La expresión para el cálculo de la señal homopolar es la misma en todos los algoritmos presentados a continuación e igual a

$$v_{homopolar} = \sum_{j=a,b,c} \text{signo}(v_j^*) \frac{v_{pn}}{2} - v_j \quad (5.87)$$

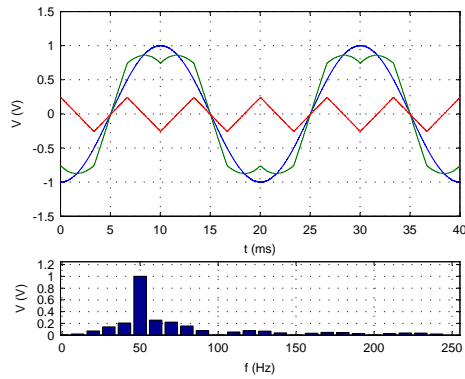
V_j^* es la tensión de la fase j y v_{pn} la tensión en el bus de CC. Al Mantener el nivel de tensión de la modulada igual a la portadora se evita que conmute el interruptor durante ese periodo y por ello se anulan las pérdidas en la rama afectada. Dentro de



(a) Homopolar = 1/6 Amplitud Moduladora.



(b) Homopolar = 1/4 Amplitud Moduladora.



(c) Homopolar triangular = 1/4 Amplitud Moduladora.

Figura 5.34: Modulaciones con adición de secuencia homopolar continua para $m=1$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN} .

esta clase de algoritmos destacan algunas[122].

En la técnica DPWM0 [127] se parte de las señales de referencia (v_j^*) de cada una de las tres fases y se desfasan 30° de adelanto (v_j^{**}). Si se escribe como fasores, la relación de las nuevas referencias son

$$v_j^{**} = v_j^* e^{i\phi} \quad \forall j \in [a, b, c] \quad (5.88)$$

En aquellos instantes donde se cumpla que la nueva referencia de la fase es mayor que las otras dos, el valor que toma la homopolar es el dado por la expresión del interior del sumatorio de (5.87) particularizada para la fase en cuestión. Para la fase A las desigualdades se expresan como

$$(|v_a^{**}| \geq |v_b^{**}|) \&\& (|v_a^{**}| \geq |v_c^{**}|) \quad (5.89)$$

donde $\&\&$ es el operador lógico AND. Repitiendo el cálculo para las otras dos fases y sumando según (5.87) se obtiene la tensión homopolar que se suma a las referencias. Según se muestra en la Fig. 5.35a la tensión v_{jz} se enclava 30° antes que la tensión de fase v_j impidiendo que en ese momento la rama de esa fase conmute. Dado que las pérdidas de conmutación aumentan con la magnitud de la corriente, una carga que tenga un desfase de 30° de retraso respecto la tensión es el tipo de carga que permite optimizar las pérdidas con este algoritmo ya que el máximo de corriente coincide con el momento en que el interruptor no conmuta. Además como la saturación se produce tanto para valores positivos como negativos de v_{jz} las pérdidas se reparten equitativamente entre los dos interruptores de la rama.

Si se modificar ϕ en (5.88) se obtienen nuevas señales de referencias que aplicadas en (5.89) y (5.87) consiguen otros algoritmos de modulación discontinua. La 5.35 muestra las señales generadas por cada uno de los algoritmos y el nombre con el que son conocidos en la literatura. Cuando $\phi = 0$ (Fig. 5.35b) se obtienen el algoritmo DPWM1 que fue propuesto en [128]. El ajuste que hace la señal homopolar para que el bloqueo coincida en los máximos de la tensión consigue que las pérdidas de conmutación sea un 50% menos en cargas con factores de potencia iguales a uno. Si $\phi = -30^\circ$ se obtiene DPWM2 (Fig. 5.35c) [129], que se comporta de forma óptima cuando la carga es inductiva y tiene atrasada la corriente unos 30° , situación típica de los motores de inducción. Bajo el nombre de GDPWM (Generalized Discontinuous PWM) [122] se presenta el algoritmo que es capaz de controlar el ángulo ϕ en el

intervalo $[0^\circ, 60^\circ]$, lo que permite optimizar las pérdidas de conmutación en función del FP de la carga. Todos los algoritmos discontinuos tienen un espectro armónico de salida similar sin embargo el DPWM3 [130] es el que menor componente armónica tiene. Se basa en bloquear la conmutación en el momentos que la amplitud de la fase presenta un valor intermedio entre las otras dos. La condición para la fase A se expresa como

$$(|v_b^*| \geq |v_a^{**}| \geq |v_c^{**}|) \vee (|v_c^*| \geq |v_a^{**}| \geq |v_b^{**}|) \quad (5.90)$$

Para cargas con FP=1 las perdidas se reducen en un 65% y para cargas con FP= $\pm\sqrt{3}/2$ es del 75%.

En la Fig. 5.36a se presenta el algoritmo de modulación DPWMMAX [131]. Se bloquea la fase que presenta mayor valor instantáneo (no el valor absoluto como en las anteriores). Para la fase A

$$(v_a^{**} \geq v_b^{**}) \&\& (v_a^{**} \geq v_c^{**}) \quad (5.91)$$

El bloque se produce en un intervalo de 120° , quedando uno de los interruptores abierto y el otro cerrado por lo que el reparto de las pérdidas entre los interruptores es asimétrica. El dual de este algoritmo es el DPWMMIN [126], en el se busca enclavar la fase que menor valor instantáneo posea. Para la fase A

$$(v_a^{**} \leq v_b^{**}) \&\& (v_a^{**} \leq v_c^{**}) \quad (5.92)$$

5.8.4. Modulación Vectorial

La modulación vectorial SVM (Space Vector Modulation) se desarrolló en base al enfoque que dan las transformadas de Park y Clarke a las magnitudes eléctricas. Éstas son tratadas como fasores espaciales (vectores) (Apéndice D.2). La descripción matemática que propone de la modulación [132] puede ser implementada de forma sencilla en un DSP[133]. Esto y sus buenas características en cuanto a espectro armónico y linealidad le han permitido popularizarse en las aplicaciones industriales.

Si sobre las tres tensiones de referencia de la modulación se aplica la transformada de Clarke se obtiene un único vector en el espacio $\alpha\beta\gamma$. En SVM por tanto no hay

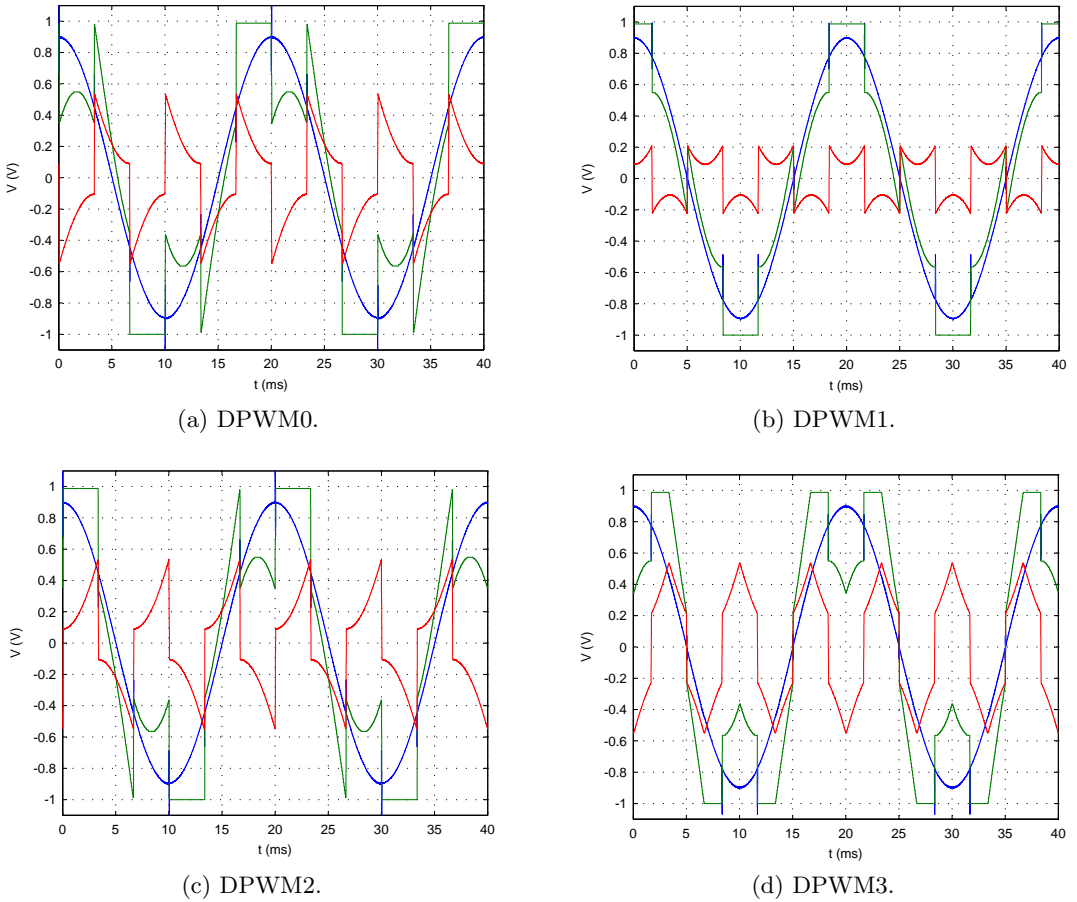


Figura 5.35: Modulaciones con adición de secuencia homopolar discontinua (I). $m=0.95$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN} .

moduladores independientes para cada una de las fase como sucede en las modulaciones convencionales. Este nuevo vector de modulación gira a la velocidad de la componente fundamental de referencia. Dado que las tensiones de las moduladas son trifásicas equilibradas, la componente γ del vector de referencia es en todo momento

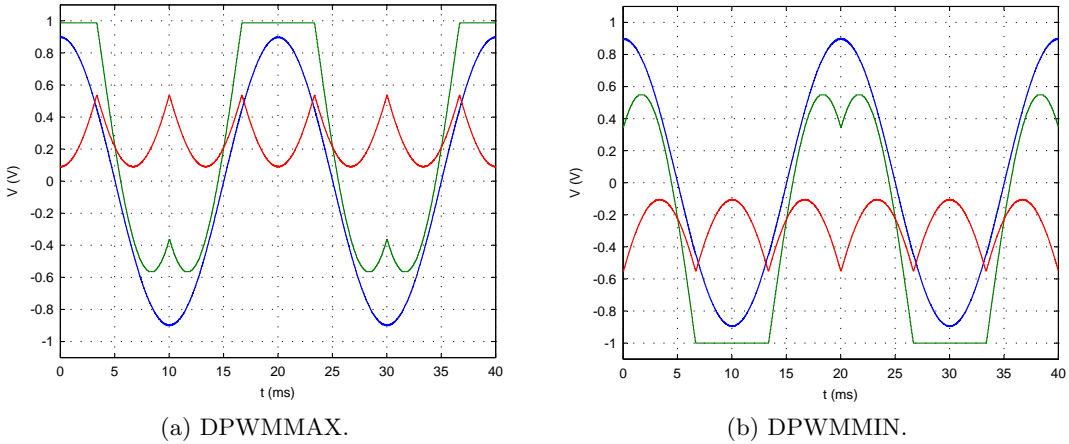


Figura 5.36: Modulaciones con adición de secuencia homopolar discontinua (II). $m=1$ y $v_{pn} = 2V$. — v_{jN} , — v_{jz} , — v_{zN} .

nula. Ello implica que el vector está contenido en el plano $\alpha\beta$.

$$\begin{aligned} v_{\alpha}^* &= v_a^* \\ v_{\beta}^* &= \frac{-1}{\sqrt{3}}(v_a^* + 2v_c^*) \end{aligned} \quad (5.93)$$

Por otra parte en el convertidor se sintetiza la tensión de modulación en la carga mediante la conmutación de los interruptores. Según la Tabla. 5.2 el convertidor trifásico de dos niveles tiene ocho estados posibles que pueden ser codificados digitalmente mediante los valores que toman las tres funciones de conmutación linealmente independientes. La expresión de las tensiones en la carga en función de las funciones de conmutación se expresan según (5.65). Si se aplica la transformación de Clarke a estas tensiones se obtiene la expresión del vector generado por el convertidor en el espacio $\alpha\beta$.

$$\begin{aligned} v_{\alpha}^{conv} &= \left(\frac{2}{3}S_{pa} - \frac{1}{3}S_{pb} - \frac{1}{3}S_{pc} \right) v_{pn} \\ v_{\beta}^{conv} &= \frac{-v_{pn}}{\sqrt{3}}(S_{pc} - S_{pb}) \end{aligned} \quad (5.94)$$

Dado que las funciones de conmutación sólo pueden tomar valores uno o cero, (5.94) representa ocho vectores en el plano $\alpha\beta$ circunscritos en una circunferencia de radio $\frac{2}{3}v_{pn}$ tal y como se muestra en la Fig. 5.37. Los vectores se pueden expresar de forma más compactas como

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^{conv} = \frac{2}{3}v_{pn}e^{j(k-1)\frac{\pi}{3}} \quad \forall k = 0, 1, \dots, 7 \quad (5.95)$$

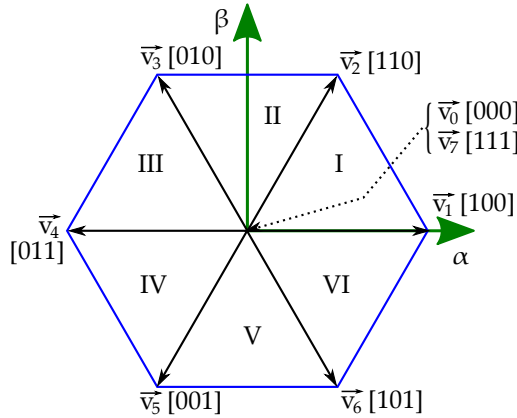


Figura 5.37: Representación vectorial en el plano $\alpha\beta$ de los estados del convertidor.

El objetivo de la SVM es conseguir la magnitud y la fase del vector $\vec{v}_{\alpha\beta}^*$ mediante la combinación adecuada de los vectores de estados del convertidor. Para ello se calcula el tiempo que el convertidor ha de estar en cada estado y la secuencia de estados. Para poder hacer los cálculos es necesario considerar que el vector $\vec{v}_{\alpha\beta}^*$ siempre cae en alguno de los sectores del hexágono y que ese vector puede ser aproximado en un intervalo de tiempo determinado T_s , calculando los tiempos de aplicación de los vectores de estado del convertidor.

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^* = \frac{T_0}{T_s}\vec{v}_0 + \frac{T_1}{T_s}\vec{v}_1 + \frac{T_2}{T_s}\vec{v}_2 + \dots + \frac{T_7}{T_s}\vec{v}_7 \quad (5.96)$$

Para que la aproximación sea buena T_s ha de ser pequeño. Por tanto T_s es el periodo de conmutación y T_k el tiempo de aplicación del estado \vec{v}_k del convertidor.

Cuando el vector está dentro del hexágono se ha de cumplir

$$\sum_{k=0}^{k=7} T_k = T_s \tag{5.97}$$

$$T_k \geq 0 \quad \forall k \in \mathbb{N}[0, 7]$$

Según (5.96) y (5.97) las soluciones para sintetizar $\vec{v}_{\alpha\beta}^*$ son múltiples. Sin embargo para evitar problemas en el seguimiento de la referencia, minimizar el rizado de la corriente de salida, etc. se usan los estados contiguos y los vectores nulos para aproximar la referencia. Así cuando $\vec{v}_{\alpha\beta}^*$ se encuentra en el sector I

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^* = \frac{T_1}{T_s} \vec{v}_1 + \frac{T_2}{T_s} \vec{v}_2 + \frac{T_0}{T_s} \vec{v}_0 + \frac{T_7}{T_s} \vec{v}_7 \tag{5.98}$$

$$T_s = T_1 + T_2 + T_0 + T_7$$

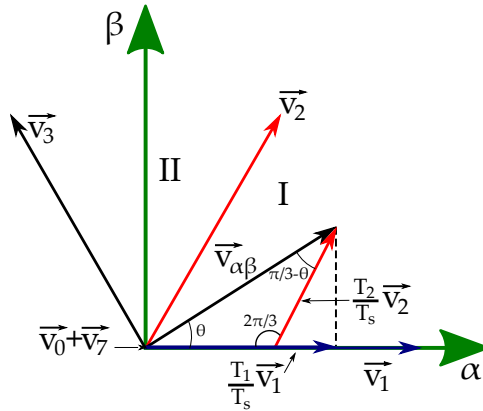


Figura 5.38: Cálculo de los tiempos de conmutación.

El cálculo de los tiempos de aplicación de los vectores se puede hacer mediante la resolución del triángulo formado por el vector de referencia y las componentes de los estados. En la Fig. 5.38 se representan los vectores y ángulos que intervienen en el cálculo. Teniendo en cuenta que el módulo de la referencia está relacionado con

el índice de modulación y la tensión en el bus de CC y poniendo los estados del convertidor también en función de esta tensión se obtiene

$$\begin{aligned}
 |\vec{v}_{\alpha\beta}^*| &= m \frac{v_{pm}}{2} \\
 |\vec{v}_1| &= |\vec{v}_2| = \frac{2}{3} v_{pm} \\
 \frac{|v_{\alpha\beta}^*|}{\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right)} &= \frac{T_1}{T_2} \frac{|v_1|}{\sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta\right)} \\
 \frac{|v_{\alpha\beta}^*|}{\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right)} &= \frac{T_1}{T_2} \frac{|v_2|}{\sin(\theta)}
 \end{aligned} \tag{5.99}$$

Despejando los tiempos y generalizando para las seis regiones en las que se divide el hexágono

$$\begin{aligned}
 T_k &= T_s m \frac{\sqrt{3}}{2} \sin\left(\frac{k\pi}{3} - \theta\right) \\
 T_{k+1} &= T_s m \frac{\sqrt{3}}{2} \sin\left(\theta - (k-1)\frac{\pi}{3}\right)
 \end{aligned} \tag{5.100}$$

En general la suma de T_k y T_{k+1} es menor que T_s . Para que se cumpla (5.97) se han de aplicar durante el tiempo restante de T_s los vectores nulos. Como existen dos vectores nulos, se puede hacer el reparto como se desee ya que tal y como se ha realizado el cálculo el vector de salida igualará al vector de referencia durante T_s . En función de cómo se haga el reparto se pueden implementar todas las técnicas de modulación sinusoidal. Una representación generalizada de este reparto se expresa como [134].

$$\begin{aligned}
 T_z &= T_0 + T_7 \\
 T_0 &= (1 - k_0(\omega t))T_z \\
 T_7 &= k_0(\omega t)T_z \\
 0 &\leq k_0(\omega t) \leq 1
 \end{aligned} \tag{5.101}$$

Donde $k_0(\omega t)$ es el distribuidor de estado cero que varía en función de la posición de la referencia. Los valores que toma el distribuidor en cada sector para generar los

distintos algoritmos PWM se muestran en la Tabla. 5.3.

Algoritmo	$k_0(\omega t)$	
	Sector par	Sector impar
SPWM	$\frac{1}{2} + \frac{T_1 - T_2}{6T_z}$	$\frac{1}{2} + \frac{T_2 - T_1}{6T_z}$
SVPWM	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$
DPWM0	1	0
DPWM1	1ºparte 0 / 2ºparte 1	1ºparte 1 / 2ºparte 0
DPWM2	0	1
DPWM3	1ºparte 1 / 2ºparte 0	1ºparte 0 / 2ºparte 1
DPWMMAX	1	1
DPWMMIN	0	0

Tabla 5.3: Valores de $k_0(\omega t)$ en cada sector para generar los algoritmos PWM.

Una vez calculados los tiempos de conmutación hay que seleccionar la transición entre estados. Lo idóneo para minimizar las pérdidas de conmutación es que la transición entre un estado y otro se produzca por el cambio de valor de una única función de conmutación. Por ello es preferible pasar de \vec{v}_1 a \vec{v}_0 que de \vec{v}_1 a \vec{v}_7 , ya que en el primer caso sólo conmuta una rama y en el segundo dos. Por tanto para optimizar pérdidas es preferible cumplir las siguientes premisas.

- Pasar entre estados contiguos.
- Los estados pares pueden pasar a \vec{v}_7
- Los estados impares pueden pasar a \vec{v}_0 .

Existen varias formas de organizar el reparto de tiempos dentro del periodo de conmutación como se muestra en la Tabla. 5.4. La colocación y el reparto permiten obtener los mismos resultados que las variaciones de la forma de la portadora en la modulación sinusoidal. Como se aprecia en la tabla algunas de estas combinaciones no dan el el óptimo en pérdidas.

El siguiente paso es el cálculo de los ciclos de trabajo. En la Fig. 5.39 se ha representado un periodo de conmutación con una secuencia concreta de estados junto

Secuencia	Tipo
$\vec{v}_0, \vec{v}_k, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_7$	Pendiente positiva
$\vec{v}_7, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_k, \vec{v}_0$	Pendiente negativa
$\vec{v}_0, \vec{v}_k, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_7, \vec{v}_k, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_0$	Doble pendiente
$\vec{v}_7, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_k, \vec{v}_0, \vec{v}_k, \vec{v}_{k+1}, \vec{v}_7$	Doble pendiente

Tabla 5.4: Reparto de estados en un periodo de conmutación.

con las tensiones generadas en cada fase respecto al punto neutro del bus de continua. En este caso el vector de referencia está en el sector I con lo que se puede escribir.

$$\begin{aligned}
 d_a &= \frac{1}{T_s} (T_7 + T_1 + T_2) \\
 d_b &= \frac{1}{T_s} (T_7 + T_2) \\
 d_c &= \frac{1}{T_s} T_7
 \end{aligned}
 \tag{5.102}$$

Esta expresión únicamente es válida en el sector I y para el reparto de estados de doble pendiente. Deducir las expresiones equivalentes para el resto de repartos de estados es sencillo. Las relaciones para el resto de sectores se muestran en la Tabla. 5.5.

Sector (k)	$d_a T_s$	$d_b T_s$	$d_c T_s$
1	$T_k + T_{k+1} + T_7$	$T_{k+1} + T_7$	T_7
2	$T_k + T_7$	$T_k + T_{k+1} + T_7$	T_7
3	T_7	$T_k + T_{k+1} + T_7$	$T_{k+1} + T_7$
4	T_7	$T_k + T_7$	$T_k + T_{k+1} + T_7$
5	$T_{k+1} + T_7$	T_7	$T_k + T_{k+1} + T_7$
6	$T_k + T_{k+1} + T_7$	T_7	$T_k + T_7$

Tabla 5.5: Ciclos de trabajo de cada una de las fases en cada sector.

Una vez se han calculado los ciclos de trabajo de cada una de las fases del convertidor se pueden generar las señales de conmutación sin más que comparar estos

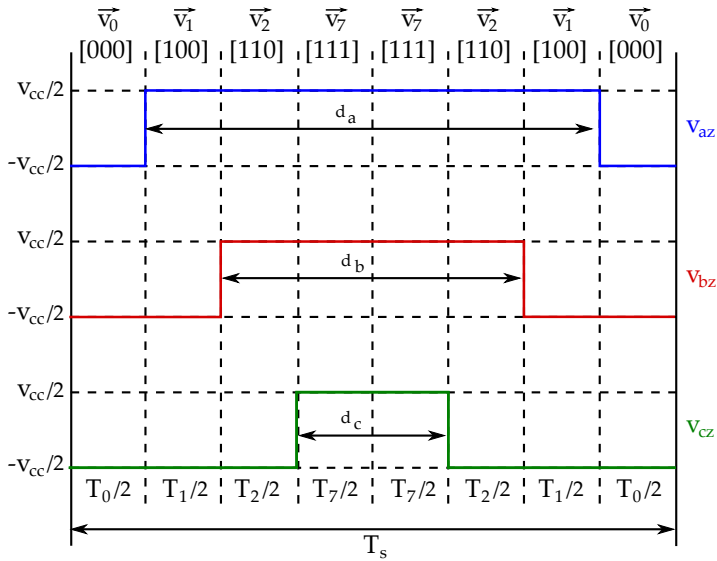


Figura 5.39: Cálculo de los ciclos de trabajo en el sector I.

valores constantes con una señal triangular de periodo la inversa de la frecuencia de conmutación. El valor mínimo de la señal triangular es cero, lo que corresponde con el valor mínimo de un ciclo de trabajo, y el valor máximo es uno, que corresponde al valor máximo de los ciclos de trabajo y que se produce a mitad del periodo de conmutación (T_s). Normalmente esta unidad de comparación se implementa con un contador-descontador.

5.9. Conclusiones

A lo largo de este capítulo se han analizado los conceptos que se están manejando para conseguir microrredes más segura y eficientes. El hacer realidad estos conceptos depende de las funcionalidades que la GD pueda desempeñar dentro de la microrred. Estas funcionalidades se implementan gracias a sistemas de control que permiten el manejo de las variables de la microrred en el punto de conexión en base al uso que se da a la fuente de energía primaria. Para que estos lazos de control puedan funcionar con una respuesta adecuada y de forma estable es necesario el uso de los converti-

dores electrónicos de potencia. Los convertidores y los algoritmos de control que los acompañan se convierten en la clave para conseguir que las microrredes sean una realidad. Se ha visto que el convertidor posee un conjunto de características que no son deseables como es la generación de armónicos, la pérdidas de potencia asociadas a la conmutación y la sensibilidad a huecos de tensión. Mucho esfuerzos se ha hecho en mejorar estas características para que la salida del convertidor se parezca más a una fuente controlada de tensión.

Del análisis de los estudios expuestos en el capítulo se puede concluir que

- Para conseguir una microrred eficiente y segura es necesario una **GD** que pueda implementar si no todas, si la gran mayoría de las funciones que presentan los sistemas **FACTS**. Estas funciones mejoran el perfil de tensiones en la red, mejoran la estabilidad, reducen las pérdidas, reducen el impacto de las faltas en la carga y pueden optimizar la operación del sistema. En general mejoran la fiabilidad y la **CEE** del sistema eléctrico cuando se consigue que la **GD** actúe como una fuente ideal de tensión o corriente controlada. La implementación de estas funciones revaloriza la **GD** pues puede vender un servicio (**CEE**) y no sólo un producto (energía).
- Para conseguir que la microrred pueda operar tanto conectada a la red de alta tensión (**AT**) como en isla es necesario que la microrred se comporte de forma estable en ambos estados. Eso sólo se consigue si la **GD** instalada en la microrred es capaz de equilibrar el flujo de carga en ambos estados. Para ello es necesario el diseño de sistemas de control que lo permitan. En el capítulo se muestra un sistema de control que permite la implementación de los lazos de control que se verán en el siguiente capítulo y cumplen con esas características.
- Para que la fiabilidad del sistema no se vea comprometida cuando hay una falta en la microrred, la **GD** ha de comportarse de forma estable ante este tipo de eventos. El sistema encargado de ello es el lazo de control interno, que ha de asegurar una dinámica lo suficientemente rápida para que la **GD** se mantenga dentro del rango de valores aceptable. En el capítulo se han estudiado un lazo de control de este tipo indicando sus puntos críticos.
- Entre las características que se desean en la **GD** para formar una microrred es que sea modular. Significa que se pueda conectar a la microrred de forma independiente sin necesidad de tener en cuenta otras variables de la microrred que

las locales del punto de conexión. También que pueda operar en cualquier estado de la microrred sin necesidad de comunicaciones centralizadas. Este último aspecto se ha visto que presenta serias dificultades debido a las necesidades de sincronización de la red de alta con la microrred y entre cada una de las GD. En el capítulo se han visto varios sistemas de sincronización que permiten conocer la frecuencia y el ángulo en el punto de conexión de la GD. Si bien estos sistemas no evitan la necesidad de comunicación centralizada de la microrred para poder pasar del estado isla a conectado a la red de alta, lo que va en contra de la modularidad de la GD.

- La tecnología de convertidor aplicada para conseguir una GD funcional, tiene un gran impacto en la CEE y en la eficiencia de la misma. La elección de la topología del convertidor condicionan el tamaño de los equipos, el nivel de tensión al que se puede conectar y la fiabilidad de la electrónica usada. El convertidor trifásico de dos niveles es el más aplicado a nivel de BT pero puede no ser el óptimo cuando se desea un sistema de conexión a nivel de distribución. La frecuencia de conmutación condiciona las pérdidas del convertidor y la CEE. Cuanto mayor es la frecuencia de conmutación mayor son la pérdidas y menor es el contenido en armónicos. La mejora del espectro de tensiones y corrientes y el aumento de la potencia que puede manejar el convertidor pasa por la optimización de los algoritmos PWM. En el capítulo se han detallado los puntos fuertes y débiles de cada uno de los algoritmos existentes.
- En conjunto se han dado las claves del diseño de la nueva GD que ha de impulsar la construcción de las nuevas microrredes que serán más eficientes y seguras.

6 Evaluación integral de sistemas de distribución

Statistics are like bikinis. What they reveal is suggestive, but what they conceal is vital.

(Morris Kline (1908–1992))

6.1. Introducción

En este capítulo se hace un análisis de la CEE desde dos aspectos. El primero se refiere a la respuesta transitoria que los controladores del capítulo 5 tienen cuando se producen eventos en la carga y la red. A los controladores anteriores se añade los reguladores de potencia activa y reactiva que definen el comportamiento de la GD en una microrred. Con estos controles se cumplen los requisitos de modularidad que se pide a la GD. El segundo se refiere a la fiabilidad de la red cuando se integra una cantidad importante de GD en ella. Para ello se realizan dos estudios estadísticos basados en el método de Monte Carlo que evalúa la fiabilidad del sistema en base a la estimación de la frecuencia de huecos que se producen en las cargas debidos a faltas. Se estudia una red tipo sin GD y la misma red con la incorporación de la GD. La comparativa entre los resultados de los dos análisis muestran la dirección que se ha de tomar en el diseño de las nuevas redes de distribución.

El objetivo es conseguir comparar dos redes de distribución desde el punto de vista de la eficiencia y la fiabilidad. La primera es una red tradicional y la segunda una microrred según los conceptos manejados en el capítulo anterior al definir las capacidades que se desea que tenga un convertidor. En esta segunda red una porción importante de la energía del sistema es aportada por GD y en determinados momentos las cargas pueden ser alimentadas en isla por esta generación. A lo largo de la exposición se tratan tanto los aspectos del análisis estadístico como las

funcionalidades de la GD a nivel de red.

6.2. Integración de la GD

En este apartado se detallan los lazos de control de potencia usados en la implementación de la GD en las simulaciones. Estos lazos de control son el control secundario y, por tanto, exteriores a los presentados en el capítulo 5. Son los encargados de cumplir con las características de modularidad de la GD necesarias para la conversión de las redes de distribución en microrredes.

6.2.1. Lazos de control secundario

Para la expansión de la GD en las redes de distribución es necesario que la GD se adapte de forma automática a los distintos estados de la red. Esto significa que ante eventos en la red, la GD mantenga sus variables dentro de rango. Esto se consigue mediante los controles del capítulo 5. La segunda condición es que ante variaciones de las condiciones de operación de la red la GD adapte sus puntos de consigna de forma que mejoren la eficiencia y la estabilidad del sistema. También se le pide que si la microrred se desconecta de la red de AT esta pueda seguir alimentando las cargas aunque sea en unas condiciones ligeramente diferentes de las nominales. Este último requisito puede entrar en conflicto con aspectos de la seguridad del sistema, pero va a favor de la continuidad del suministro y los recursos energéticos. Para ello se plantean los lazos de control que se explican a continuación.

La idea principal es pedir al convertidor un comportamiento similar al que poseen las máquinas síncronas conectadas a red. En la Fig. 6.1 se muestran las curvas potencia-frecuencia que se desean implementar en dos convertidores que alimentan una microrred. Cuando los convertidores A y B están conectados a la red de frecuencia ω_0 , operan en los puntos A_0 y B_0 entregando más potencia B que A . En una situación en la que la frecuencia de la red aumente a ω_1 , los dos GD disminuyen la potencia entregada en función de las pendientes de las rectas implementadas en sus controles. Lo mismo sucede en el caso de que los dos convertidores alimentasen un grupo de cargas aisladas que en su conjunto sumasen las potencias en A_0 y B_0 (por lo tanto la frecuencia de operación sería ω_0) y se produjese una desconexión de varias cargas. En ese caso los dos convertidores ajustarían la frecuencia de operación de forma automática aumentándola, hasta alcanzar el equilibrio. Por contra si lo que

sucede es una disminución de la frecuencia de la red o bien un aumento de la potencia en la carga cuando el sistema actúa de forma aislada, los nuevos puntos de operación serían A_2 y B_2 . El incremento de potencia en los convertidores hace que se ajuste el flujo de cargas en el sistema aislado y contribuye a la estabilidad del sistema en el caso de que opere conectado a la red. El caso de que se produzca un equilibrio entre la carga demandada en la microrred y la GD a la frecuencia de la red, cuando ésta está conectada, crea un problema de seguridad en el sistema. Ya que ante un evento en la red que obligue a la actuación de las protecciones que conectan la microrred con la ST, no se podrá conocer en base a medidas locales si la microrred está operando en isla o con conexión a red.

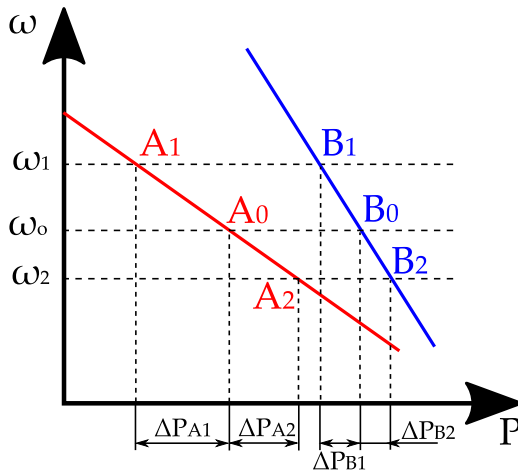


Figura 6.1: Estatismo del convertidor.

Las acciones llevadas a cabo por el lazo de control permiten hablar de inercia del convertidor, ya que aporta energía simulando la forma en como lo hacen las masas de los rotores de las máquinas eléctricas. Las posibilidades de aportar energía durante el transitorio provocado por cambios en la carga o la red, dependen de la energía almacenada en el bus de CC del convertidor y la dinámica de la fuente primaria. Existen varias formas de implementar esta característica en los controles del convertidor. En la Fig. 6.2 se muestra la seleccionada en la presente tesis [110]. Las variables de entrada son la potencia medida a la salida de la GD y su valor consigna.

La variable de salida es el incremento de frecuencia que debe llevarse a cabo para que el convertidor alcance el régimen estacionario. La frecuencia de operación se consigue sumando este incremento al valor consigna. Un incremento de frecuencia puede suponer una variación de la frecuencia de operación cuando el convertidor actúa junto con otros convertidores en una microrred aislada o bien una variación del ángulo de la tensión cuando opera conectado a red, ya que cuando la frecuencia del sistema está impuesta por la red, una variación del ángulo hace que $P_L - P_L^* = 0$. El controlador actúa sobre el valor de las variables de referencia $V_{t_{abc}}^*$ del capítulo anterior definidas como funciones seno o coseno. Por lo que su acción del lazo de control de la potencia activa se lleva a cabo según

$$V_t = V^* \sin(\omega^* t + \varphi^* + \Delta\omega) \quad (6.1)$$

Este lazo de control se compone de varias partes. La primera es una función de primer orden de frecuencia de corte ω_g cuya función es que el comportamiento del lazo sea lento ante variaciones del punto de consigna. Con ello se evita que este lazo interfiera en la estabilidad de los lazos internos de corrientes y de tensión del convertidor. La segunda parte se compone de tres bloques que implementan la característica potencia-frecuencia y una acción que trata de restaurar la frecuencia al valor de referencia. La pendiente de la recta se ajusta por medio del parámetro b , y la acción de restauración por un parámetro β que está incluido en la constante $K_{b\beta}$. Siendo

$$K_{b\beta} = \frac{\frac{b}{\beta}}{1 + \frac{b}{\beta}} \quad (6.2)$$

$$\omega_b = \omega_g \left(1 + \frac{b}{\beta} \right)$$

La función de transferencia entre los incrementos de frecuencia y potencia es

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta P_L} = b(1 - K_{b\beta}) \frac{1}{1 + \omega_b} \quad (6.3)$$

La constante de tiempo del sistema es $1/\omega_b$. Cuando el valor de $K_{b\beta}$ es nulo, no habrá restablecimiento de la frecuencia, por lo que el transitorio evolucionará hacia una nueva frecuencia donde alcanzará el régimen estacionario. Por contra cuando

$K_{b\beta}$ está próximo a 1 el restablecimiento de la frecuencia es total, por lo que el sistema después del transitorio evolucionará hasta que se recupere la frecuencia nominal. Por lo tanto los distintos convertidores conectados a la microrred con este lazo de control irán pasando por los distintos valores de su característica hasta volver a la frecuencia nominal. Esta acción tiene ventajas, ya que la sincronización de la microrred con el sistema de AT podría ser en teoría automática y no requerir la acción de un control central que deslastre cargas o aporte potencia para llevar la microrred a sincronía. En la práctica se requieren más ajustes y no solamente el de la frecuencia.

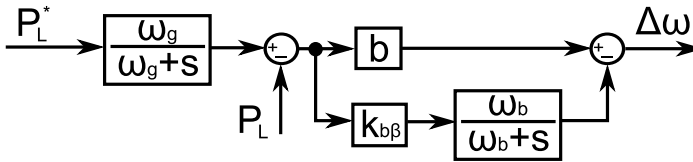


Figura 6.2: Lazo de control de la potencia activa.

La conexión de varias GD con referencias distintas del módulo de la tensión en un mismo sistema causan la circulación de potencias reactivas entre las mismas. Lo mismo sucede con otros sistemas FACTS provocando una sobrecarga de los alimentadores por los que circula esta corriente. Es por ello necesario un sistema de regulación que trate de igualar los puntos de consigna de las distintas GD conectadas a la microrred con el fin de evitar la circulación de estas potencias reactivas. En la Fig. 6.3 se muestra la acción de control que lleva acabo el regulador. Si la tensión de la red coincide con la tensión del punto de consigna entonces la GD no aporta energía reactiva al sistema. Un aumento de la potencia reactiva inductiva en la carga origina un decremento en la tensión en la red. Ante esto la GD aporta energía capacitiva con lo cual contrarresta en cierta medida el descenso de la tensión de red. Por contra una pérdida de carga inductiva en la red supone un incremento de la tensión a lo cual la GD actúa incrementando la potencia reactiva inductiva. Estas acciones llevan a mantener la tensión en el punto de conexión de la GD más próximo a su valor nominal.

En la Fig. 6.4 se muestra el diagrama de bloques del regulador. A partir del punto de consigna de la potencia reactiva (Q_L^*), que normalmente será nulo, y la medida

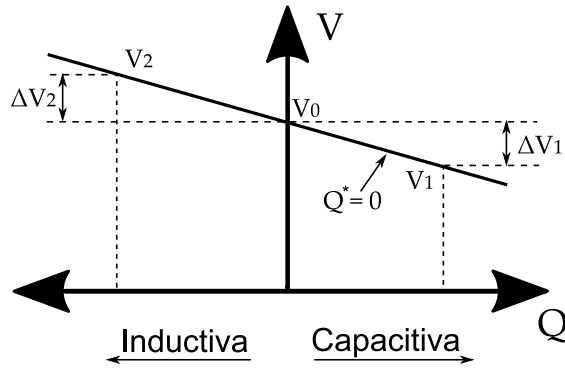


Figura 6.3: Compensación de la caída de tensión en base al aporte de reactiva.

de la potencia reactiva entregada a la red, se obtiene la señal de error. Esta señal se divide por la pendiente de la recta de la característica de la compensación de reactiva. Cuanto mayor sea la pendiente mayor influencia en el estadio estacionario tendrá la acción del regulador. El siguiente bloque es un sistema de primer orden con frecuencia de corte ω_q . La finalidad de este bloque es evitar que este regulador interfiera en los controles de corriente y tensión del convertidor. Es por ello que ha de estar separado varias décadas respecto estos últimos. La salida del regulador es el incremento de tensión que ha de aportarse a la referencia de tensión en

$$V_t = (V^* + \Delta V)\sin(\omega^*t + \varphi^*) \quad (6.4)$$

La salida del regulador es

$$\Delta V = \frac{1}{D} \frac{1}{1 + \frac{s}{\omega_q}} \Delta Q_L \quad (6.5)$$

En el régimen estacionario ($s=0$) el incremento de tensión no se vuelve nulo y por tanto hay un error entre el valor deseado y la consigna.

Simulación

En este apartado se muestra la acción de todos los lazos de control del convertidor que se emplea en la simulación estadística del último apartado. La finalidad es mostrar cómo el convertidor responde ante variaciones de carga y su conexión y

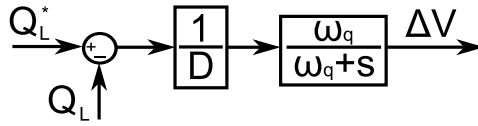


Figura 6.4: Lazo de control de la potencia reactiva.

desconexión a red. En todas las simulaciones no se ha dotado de sistema de sincronización al convertidor por lo que los únicos dispositivos que se encargan de mantener el convertidor conectado a red son los lazos de control descritos. Como se muestra en las distintas figuras, los valores de tensión y corriente alcanzados en las respuestas no son inasumibles por el sistema físico por lo que hay que concluir que los lazos de control diseñados son aptos para la conexión de GD si bien se puede mejorar en algunos aspectos la respuesta transitoria.

Los datos de los valores utilizados en los lazos de control de potencia del convertidor se muestran en la Tabla. 6.1. Estos parámetros garantizan una buena coordinación con los controles que se presentaron en el capítulo 5, cuya dinámica también se muestra en esta sección. El convertidor está conectado al sistema mediante un transformador $\Delta - Y$ con las características mostradas en la Tabla. 6.2. La impedancia del transformador se ha medido desde el lado de la estrella.

Variable	valor	unidad
b	π	rad/s
$k_{b\beta}$	0.5	-
D	10	p.u.
ω_g	1	rad/s
ω_q	1	rad/s

Tabla 6.1: Parámetros de los lazos de control de potencia del convertidor.

En la Fig. 6.5 se muestra el esquema del convertidor al que se le han implementado todos los controles que han sido descritos en esta tesis, conectado a un bus de 20kV eficaces de línea. A ese mismo bus también se conectan una carga trifásica equilibra-

Grupo	ΔY	
S	2	MVA
V_1	4	kV
V_2	20	kV
L_2	24.192	mH
R_2	7.6	Ω

Tabla 6.2: Transformador de la conexión del convertidor.

da, otra desequilibrada y un equivalente de thevenin que representa a un sistema de potencia prácticamente infinita de frecuencia 50 Hz. La carga equilibrada es resistiva pura y está dividida en dos etapas de 1MVA cada una. La carga desequilibrada se compone de una resistencia de 800Ω en la fase A, 500Ω en la fase B y 600Ω en la fase C. Los interruptores de cada uno de los elementos permiten coordinar la conexión de los elementos al bus.

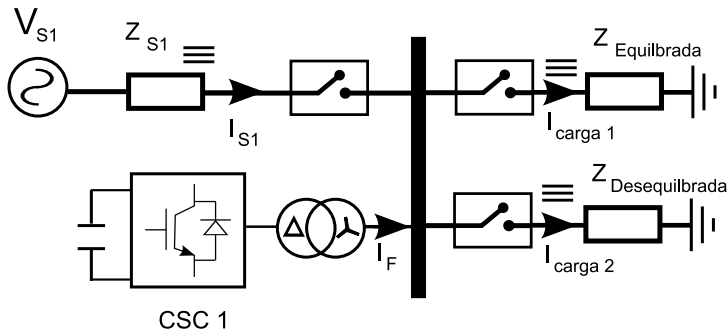


Figura 6.5: Esquema de estudio de un único convertidor.

Lo primero que se muestra es la respuesta transitoria de los controles internos del convertidor. Esto son los lazos de corriente y tensión que se diseñaron en el capítulo 5. En la Fig. 6.6 se muestran las señales de corriente y tensión cuando se conecta y desconecta la segunda etapa de la carga equilibrada. La tensión en el momento de la conexión sufre un pequeño descenso que es compensado en apenas un cuarto de ciclo. La corriente aumenta sin sufrir oscilaciones y en medio ciclo alcanza el valor

pedido por la carga. En el caso de la desconexión la respuesta transitoria es incluso menos acusada sin presentarse huecos de tensión.

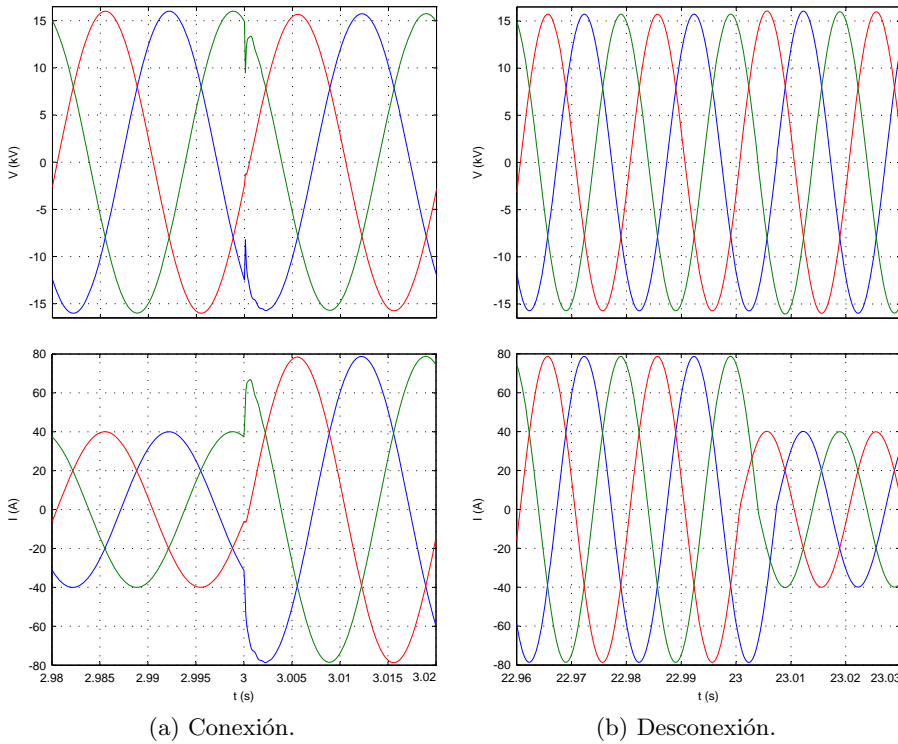


Figura 6.6: Respuesta del convertidor ante variaciones de la carga equilibrada.

Con toda la carga equilibrada conectada se conecta y desconecta la carga desequilibrada. No se ha tenido en cuenta que en este caso la potencia suministrada por el convertidor es ligeramente superior a su valor nominal, ya que esto no influye en la valoración de la respuesta transitoria de los lazos de control. La inclusión de esta carga desequilibrada para la mayoría de los controles que hay en el mercado supone la desconexión del convertidor debido a que éste no es capaz de generar la secuencia inversa que permita alcanzar el estado de equilibrio demandado por la carga. Sin embargo como se puede apreciar en la Fig. 6.7 las tensiones apenas sufren variaciones y las corrientes demandadas por la carga son perfectamente reproducidas por

el convertidor. Esto significa que la respuesta del convertidor es buena incluso ante grandes desequilibrios en la carga.

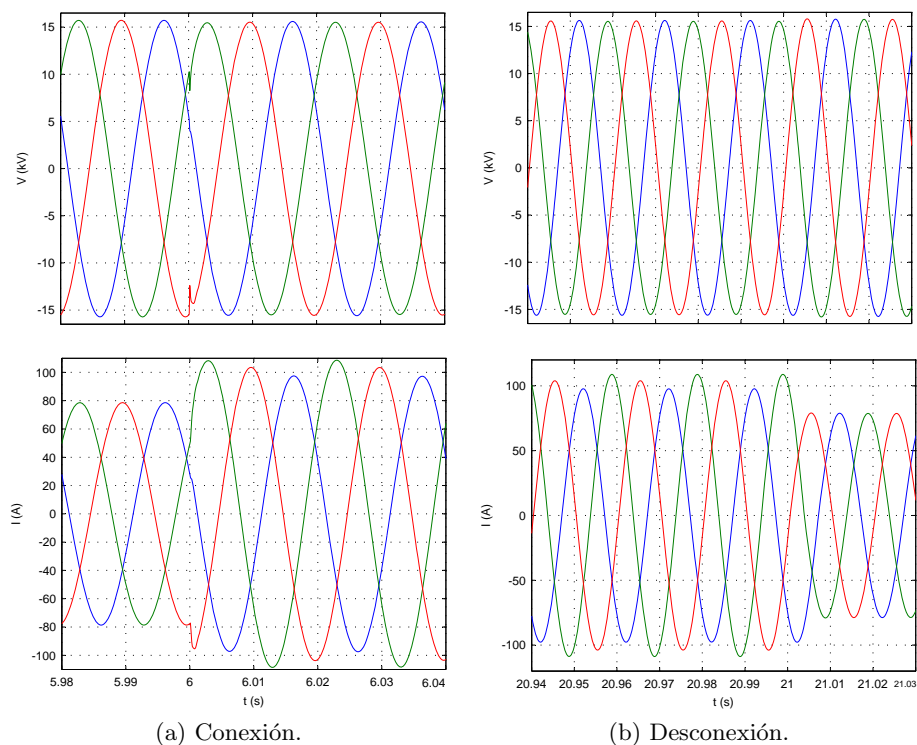


Figura 6.7: Respuesta del convertidor ante variaciones de una carga desequilibrada.

Por último en la Fig. 6.8 se representan las tensiones y corrientes ante la conexión y desconexión de la red cuando el convertidor esta cargado con los dos tipos de carga. En las corrientes de conexión se aprecia como la acción de la red hace disminuir las corrientes aportadas por el convertidor y su desconexión las hace aumentar. El desequilibrio se mantiene. La tensión en el bus aumenta ligeramente con la conexión de la red ya que supone una disminución de la potencia de desequilibrio que tiene que aportar el convertidor también empujada por del control de potencia reactiva como se verá en las siguientes figuras. En la desconexión la tensión aumenta recuperando el estado anterior. En ninguno de los casos mostrados anteriormente se ven sobreoscilaciones que puedan poner en compromiso la estabilidad del sistema. Es por

ello que hay que concluir que los lazos de control interno del convertidor responden de forma rápida y eficiente ante los cambios que se producen en la red.

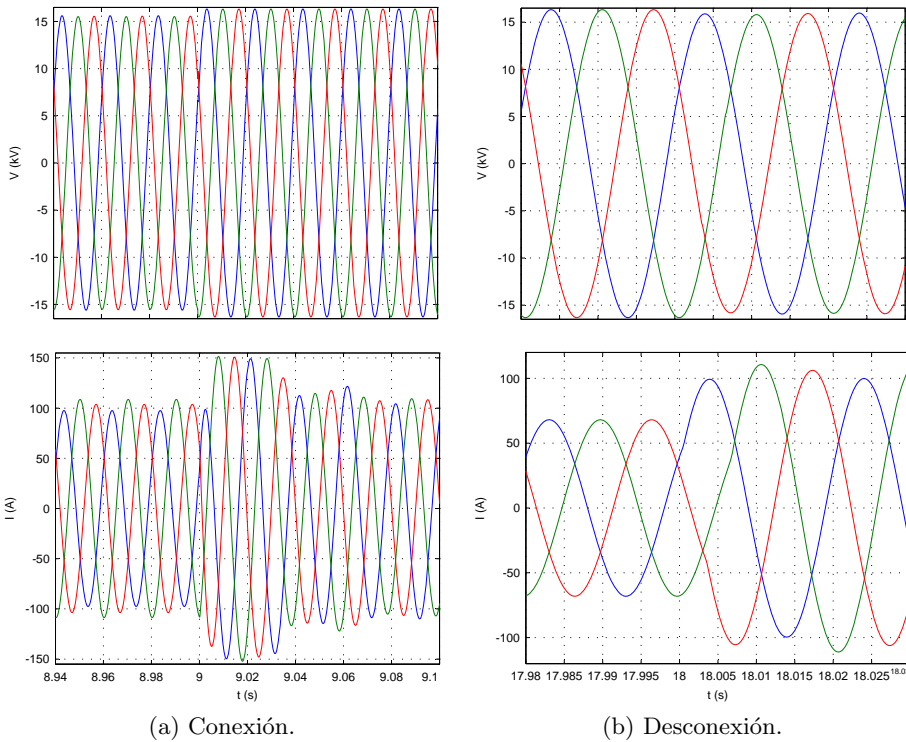


Figura 6.8: Respuesta del convertidor ante su conexión y desconexión a la red.

Para evaluar los lazos externo de potencia, en la Fig. 6.9 se han reproducido las medidas de potencia activa y reactiva del convertidor. En la gráfica se pueden apreciar los momentos de conexión de las cargas y las oscilaciones provocadas por la carga desequilibrada en la medida de la potencia. La conexión de la red hace que los controles tiendan a alcanzar los puntos de consigna de los reguladores. En este caso se han fijado 0.8 p.u de generación de potencia activa y 0.2 p.u. de potencia reactiva capacitiva.

En la Fig. 6.10 se ha representado la medida de frecuencia de la señal de tensión

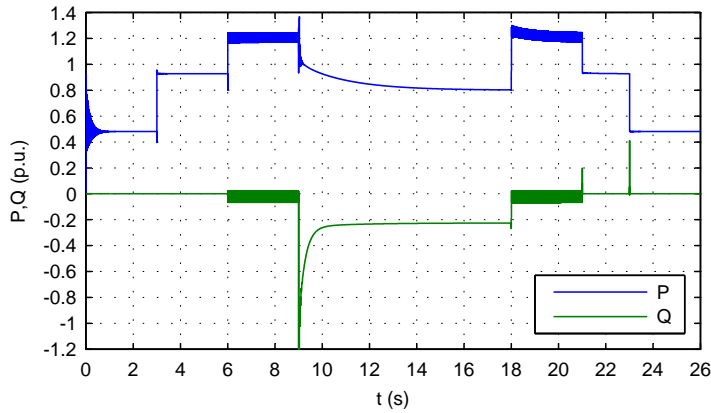


Figura 6.9: Variaciones de potencias activa, reactiva.

de la fase A del bus. En ella se puede apreciar cómo el aumento de la carga cuando el convertidor funciona sin el apoyo de la red significa una disminución de la frecuencia y un aumento de ésta cuando la carga disminuye. También se aprecia la característica de restauración de la frecuencia al valor de 50 Hz. Cuando el punto de equilibrio está por encima de los 50 Hz el control tiende a disminuir la frecuencia y por contra cuando el punto de equilibrio está por debajo tiende a aumentarla. La dinámica del control es la de un sistema de primer orden tal y como se describió en el apartado anterior. Cuando el convertidor está conectado a la red, la frecuencia son los 50 Hz impuestos por ella.

Para conocer el comportamiento de varios convertidores en la red y cómo llevan a cabo el reparto de la carga de forma automática se ha establecido el sistema que se muestra en la Fig. 6.11. En el sistema se han colocado las mismas cargas, y la red que en el sistema anterior. Los convertidores son iguales y con los mismo parámetros que los descritos en la Tabla. 6.1. Los puntos de consigna para los lazos de control se han establecido distintos en los dos convertidores con el fin de marcar mejor en las gráficas el reparto de carga. Para los lazos de control de potencia activa se han establecido 0.8 p.u. para el primero y 0.5 p.u. para el segundo. En los lazos de potencia reactiva se han establecido en -0.1 p.u. y -0.2 p.u. respectivamente.

En la Fig. 6.12 se han representado la evolución de las potencias activa y reactiva

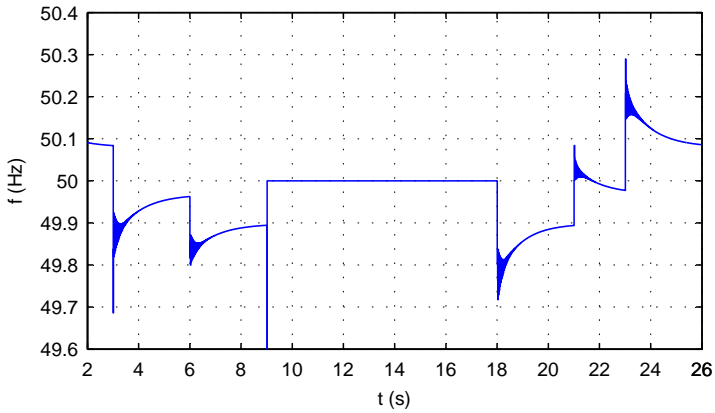


Figura 6.10: Variaciones de la frecuencia.

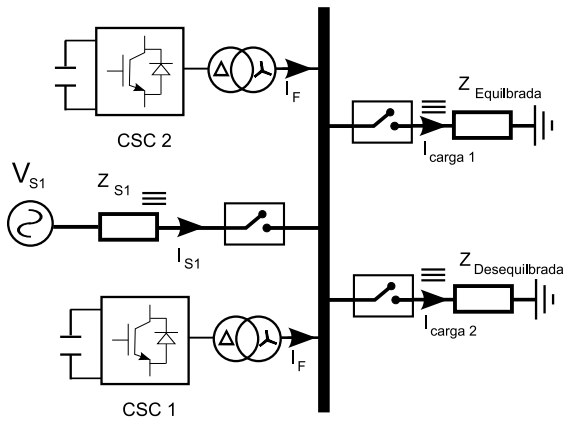


Figura 6.11: Esquema de estudio del dos convertidores.

va de los dos convertidores ante la variación de las condiciones de carga en el bus común. En los primeros segundos de simulación se muestra como la potencia activa aportada por el primer convertidor es de 0.4 p.u. y la del segundo de 0.1 p.u. dado que el primer convertidor tiene establecido el punto de consigna mayor, le corresponde aportar mayor energía al sistema. En estos momentos los convertidores hacen un intercambio de potencia reactiva. Esto se debe a que las consignas del lazo de

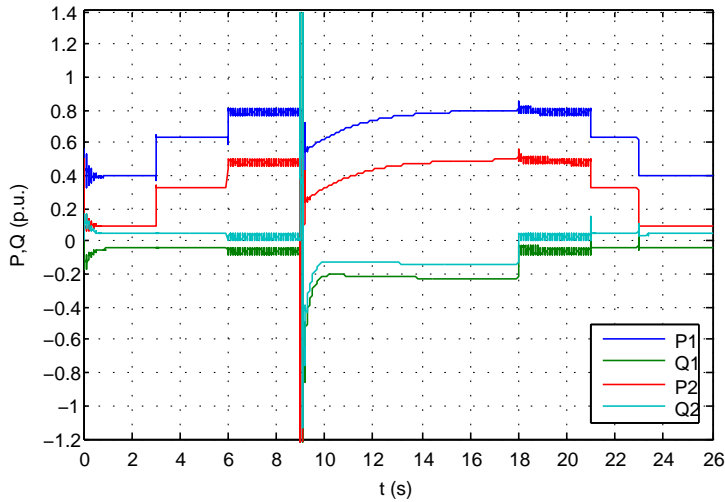


Figura 6.12: Variaciones de potencias activa, reactiva.

reactiva no se han establecido a cero. La potencia reactiva generada es absorbida por el otro en la misma cantidad debido a que en el sistema no hay elementos reactivos. El aumento de la carga equilibrada conlleva el mismo reparto proporcional de la potencia activa pero no un aumento del intercambio de reactiva. En condiciones de desequilibrio los convertidores son capaces de mantener la estabilidad aunque en la medida de potencias aparezcan oscilaciones. En el momento de conexión aparecen grandes oscilaciones. Esto se debe a que no se ha implementado un sistema de sincronización de los convertidores con la red, ni se han tenido en cuenta en el control saturaciones por sobrepasar límites de potencia. De hecho este es uno de los principales problemas de la operación de la microrred, ya que hacer la reconexión a la red principal requiere acciones conjuntas de varios elementos del sistema. Después de transcurridos unos segundos se alcanza el régimen estacionario y los convertidores generan según los puntos de consigna establecidos. La desconexión de la red y las distintas cargas se realiza sin problemas de estabilidad ni sobreoscilaciones.

En la Fig. 6.13 se ha representado la evolución de la frecuencia en la tensión del bus de conexión. Se puede apreciar como las variaciones son menores que en el caso de operación con un único convertidor bajo las mismas condiciones de carga debido a

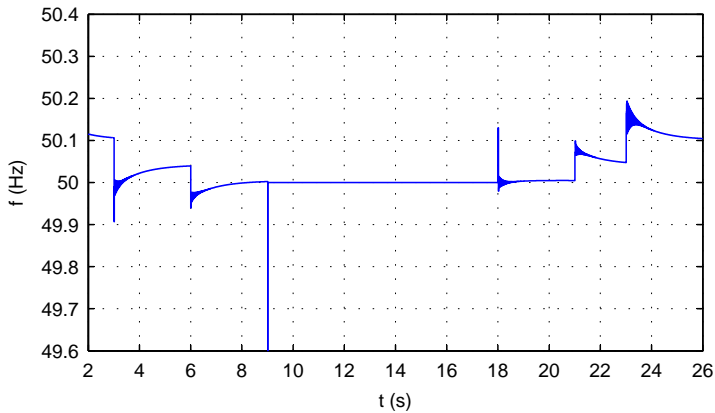


Figura 6.13: Variaciones de la frecuencia.

que los puntos de equilibrio están más próximos a la frecuencia nominal. También se muestra la acción de los lazos de control de potencia activa para llevar la frecuencia entorno a los 50 Hz. En el momento de conexión a la red la frecuencia del sistema en isla es prácticamente los 50 Hz de la red, pero no se evita el transitorio debido a que no se ha tenido en cuenta la fase de las señales de tensión. Es por ello que se requiere un sistema de sincronización para evitar los picos de potencia que se producen en la conexión aunque el sistema de control sea capaz de llevar a los convertidores a un punto estable en pocos ciclos.

Con lo mostrado en este apartado se ha comprobado que los controles de los convertidores hacen que la GD cumpla con los requisitos de modularidad. Gracias al control de potencia reactiva la GD puede ser instalada en cualquier punto de la red evitando el intercambio de energía reactiva entre las distintas unidades. Gracias al control de potencia activa el flujo de carga de la microrred se establece de forma automática sin la necesidad de la operación de un puesto centralizado. Por otro lado la acción de los lazos de control interno evitan sobretensiones, sobrecorrientes e inestabilidades ante variaciones bruscas en las condiciones de explotación.

6.3. Simulación estocástica

6.3.1. Condiciones de la monitorización

El número de interrupciones y huecos de tensión producidos en un punto de la red se puede determinar mediante la incorporación de equipos de medida en la red. Estos equipos están programados para que únicamente registren cuando la tensión desciende por de bajo de un valor preestablecido. El número de registros que se producen durante un periodo de tiempo es una medida de la incidencia que tienen en la red los huecos y las interrupciones. Los efectos que estas perturbaciones causen a las cargas dependerá de la inmunidad que presenten éstas ante el evento. La probabilidad de que un evento sea detectado por un registrador en el punto de medida depende de la probabilidad de que suceda el evento p (pequeña) y el número de causas que pueden provocar un evento N (grande). Si se hace la hipótesis de que cada evento sucede de forma independiente. La variable aleatoria medida por el registrador ($X = N^\circ$ de eventos/tiempo) sigue una distribución de Poisson de parámetro $\lambda = pN$.

$$P\{\bar{X} = k\} = \frac{\lambda^k}{k!} e^{-\lambda} \quad (6.6)$$

La media μ y la desviación típica σ de esta distribución están relacionadas por

$$\begin{aligned} \mu &= \lambda \\ \sigma &= \sqrt{\lambda} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Si el número de medidas de la variable \bar{X} (periodos en los que se divide la monitorización para hallar la media muestral) es suficientemente alto, según el teorema central del límite, la distribución (6.6) se puede aproximar por una distribución normal cuya media es μ y desviación típica $\sigma\sqrt{n}$. Si se estandariza esta variable mediante el cambio de variable

$$Z = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}} \quad (6.8)$$

donde n es el número de medidas. Se puede establecer un intervalo de confianza para la media poblacional. En el cual la probabilidad de que el número de eventos

producidos en ese punto en un periodo de monitorización establecido, se encuentre dentro de ese intervalo con el nivel de confianza establecido es igual a

$$P \left\{ \bar{X} - z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \right\} = 1 - \alpha \quad (6.9)$$

En (6.9) α es el nivel de significación y $1 - \alpha$ el nivel de confianza. Dado que no se conoce σ esta se puede sustituir por su estimador que es la desviación típica de las muestras tomadas S . Por tanto el intervalo de confianza se puede estimar en función de una nueva variable que sigue una distribución t-student.

$$T_{n-1} = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{S}{\sqrt{n}}} \quad (6.10)$$

Donde $(n - 1)$ son los grados de libertad de la distribución.

Supongamos que en un punto de la red se ha monitorizado durante un año y se ha establecido el periodo de conteo de eventos cada mes. La media de las medidas de los doce periodos ha arrojado $\bar{X} = 30$ eventos al mes. Si se usa como estimador de la media $\mu = \bar{X} = 30$ y sabiendo que la desviación típica de la distribución de Poisson es $S = \sqrt{\bar{X}} = 5.48$. El número de eventos en el punto de medida es de $30 \pm 5.48 \frac{N^{\circ} \text{event}}{\text{mes}}$. Lo que supone un error relativo en la medida de $\epsilon = 34.93\%$. La pregunta es cuántos meses (periodos) se ha de medir para tener un error aceptable. Supongamos que queremos un error relativo de $\pm 5\%$ con un nivel de confianza del 95% . Si se asume conocida $\sigma = S$ se puede usar (6.9) para el cálculo. Según el nivel de confianza $\alpha = 0.05$ y dado que se sigue una distribución normal $z_{0.025} = 1.96$. La longitud del intervalo es $L = 2 \cdot 30 \cdot (5/100) = 3 \frac{N^{\circ} \text{event}}{\text{mes}}$. Igualando según (6.11)) $n \geq 51.3$ periodos. En este caso, como son meses el periodo de monitorización necesario para reducir el error a un 5% con un nivel de confianza del 95% es de 4.2 años.

$$n \geq \left(\frac{2z_{\alpha/2}\sigma}{L} \right)^2 \quad (6.11)$$

Los cálculos anteriores se han llevado a cabo asumiendo que $\sigma = S$ y el intervalo se ha ajustado mediante la distribución normal. Para ser rigurosos este intervalo ha

de ser ajustado mediante la distribución t-student

$$P \left\{ \frac{\sqrt{n}}{S} |\bar{X} - \mu| \leq t_{(n-1, \alpha/2)} \right\} = 1 - \alpha$$

$$\bar{X} \pm t_{(n-1, \alpha/2)} \frac{S}{\sqrt{n}}$$
(6.12)

Con lo cual el tiempo de monitorización es de 56 meses o 4.6 años.

En la Tabla. 6.3 se representan los periodos de monitorización para distintos valores de la variable y errores relativos cuando el nivel de confianza exigido es del 95 %. La cota del error se ha calculado en base a (6.12). En ella se aprecia que sólo en caso de que en el punto de medida el número de eventos registrados sea alto y el error relativo no sea muy exigente se pueden conseguir periodos de monitorización razonables. Así en el caso de que se produzcan $1000/365 \approx 3 \frac{N^o_{event}}{día}$ y se desee un error del 25 % se requeriría monitorizar $0.054 \cdot 365 = 19.71$ días para conseguir un error del 5 % es necesario monitorizar 1 año y 4 meses. Cuando la tasa de eventos es menor, que es la circunstancia más habitual, los periodos de monitorización son irrealizables.

Frecuencias Eventos/año	$\epsilon = 25\%$ años	$\epsilon = 5\%$ años	$\epsilon = 1\%$ años
1000	0.054	1.344	33.603
100	0.538	13.441	336.030
10	5.377	134.412	3360.303
1	53.765	1344.121	33603.030

Tabla 6.3: Periodos de monitorización mínimos necesarios para obtener un determinado error relativo con un nivel de confianza del 95 %.

La estimación de la media mediante la media muestral tiene una gran influencia sobre el cálculo estadístico. Esta magnitud cambia durante los periodos de registro debido a que el sistema eléctrico no mantiene su estructura o se ve afectado de forma importante por las condiciones atmosféricas. En el caso de las modificaciones propias del sistema hay que tener en cuenta los ajustes que se hacen de las protecciones, la incorporación de nuevos alimentadores o la reposición de elementos averiados en el

sistema. Desde el punto de vista externo el factor principal son las condiciones climatológicas que hacen variar la media muestral de estación en estación. Es por ello que hacen falta sistemas que puedan calcular las probabilidades de suceso de eventos en un determinado punto del sistema para poder estudiar como pueden afectar los cambios sin tener que esperar a los datos de monitorización.

Entre los métodos que sirven para este fin se pueden nombrar

- El método de barrido de cortocircuito.[135][136]
- El método de la distancia crítica[137].
- El método de Monte Carlo [138].

Los resultados del método de barrido de cortocircuito dependen de cómo se agrupe la red para generar los cortocircuitos que finalmente dan la frecuencia de eventos esperada en varios puntos del sistema. Por ello es necesario tener un conocimiento preciso de la red si no se quieren cometer grandes errores. Los resultados del método de la distancia crítica se obtienen en base a datos relativamente fáciles de conseguir como son el número de líneas que parten del nudo de estudio, el nivel de cortocircuito de ese nudo y la impedancia por unidad y longitud de las líneas. Este método no es muy preciso y las ecuaciones se pueden complicar si se quiere tener en cuenta la impedancia de la carga y la falta. El método de Monte Carlo da la información más precisa y completa de los tres mencionados sin embargo requiere la modelización detallada de todos los elementos del sistema, además de un alto grado de tiempo de computación, lo que lo hace un método complejo de aplicar. Es el método de Monte Carlo el que se ha seleccionado en esta tesis para valorar la fiabilidad de un sistema de distribución antes y después de convertirlo en una microrred.

6.3.2. Método Monte Carlo

El método de Montecarlo puede ser aplicado a multitud de problemas tanto deterministas como estocásticos. La concepción se basa en la simulación por medio de la generación de números aleatorios. Un ejemplo sencillo de solución de un problema determinista es el cálculo de la constante π . Si se dibuja un círculo de radio R dentro de un cuadrado de lado L , la probabilidad de que un disparo dentro del cuadrado caiga dentro del círculo es igual a la relación de áreas entre las dos superficies.

$P\{X = k\} = \text{Área}_{\text{círculo}}/\text{Área}_{\text{cuadrado}} = \pi R^2/L^2$ despejando $\pi = \frac{PL^2}{R^2}$. Luego si se bombardea masivamente la superficie delimitada por el cuadrado y se cuentan el número de impactos que caen en el círculo se puede aproximar P y por tanto calcular π .

Una de las principales ventajas del método es que éste se aplica de la misma forma para sistemas sencillos como para sistemas complejos donde aparezcan multitud de variables aleatorias. El método simplemente observa el comportamiento del sistema ante la variación estocástica de las variables. Una vez realizado el proceso de simulación el valor medio de las variables observadas sirve para estimar el comportamiento medio de esas variables. El método se puede dividir en varias etapas [139].

- Elaboración del modelo matemático del sistema sobre el que se realiza el estudio.
- Identificación de las variables aleatorias del sistema. Estas variables se modelizan por sus funciones de densidad de probabilidad características.
- Generación de números aleatorios que sigan las distribuciones de densidad de probabilidad de las variables de entrada.
- Obtención de las variables de salida.
- Estimación del error de cálculo según criterio de finalización de la simulación.
- Cálculo de las funciones de densidad de probabilidad de las variables de salida.

El primer paso de elaboración del modelo matemático se realiza en base a las ecuaciones que rigen el comportamiento físico del sistema. La modelización de las variables aleatorias se hace en base a experimentos y experiencias en el sistema físico. La generación de números aleatorios en un sistema computacional se basa en la utilización de algoritmos y en muchos casos son de pobre calidad, por lo que presentan una secuencia de números que acaba repitiéndose. Es por ello que los generadores han de ser escogidos de forma que la secuencia no se repita antes de que se alcance la convergencia del método. Existen básicamente dos tipos de generadores: los generadores congruentes y los de Fibonacci [140]. Una vez obtenido el generador se ha de conseguir que los números generados sigan una determinada distribución de densidad de probabilidad. Este paso es sencillo si se conoce la inversa de la función

de probabilidad acumulada o en el caso de la normal mediante el método Box-Muller. Actualmente la mayoría de las librerías de software tienen implementadas funciones que generan números aleatorios siguiendo una función de densidad de probabilidad determinada. El siguiente paso es encontrar un criterio de convergencia de la simulación que permita decidir en qué momento se ha de parar.

Para saber si la estimación se está aproximando al valor real se ha de asignar un intervalo de confianza para la cota del error. La probabilidad de que el valor estimado esté fuera de ese intervalo ha de converger hacia cero cuando el número de simulaciones aumente. Esto no difiere del cálculo llevado a cabo para acotar el tiempo de monitorización del apartado 6.3.1. Una vez establecido el intervalo con un nivel de confianza, la probabilidad de que el error (diferencia entre el valor estimado y el valor real) se encuentre dentro del intervalo es el nivel de confianza en la aproximación.

$$P \left\{ -z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq (\bar{\mu} - \mu) \leq \bar{X} + z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \right\} = 1 - \alpha \quad (6.13)$$

Según (6.13) Se pueden extraer las siguientes conclusiones.

- El método converge independientemente de la dimensión del vector de variables aleatorias (μ).
- El intervalo y por tanto el error se reduce a razón de $\frac{1}{\sqrt{n}}$.
- El error se aproxima a cero pero nunca es nulo.

En la Fig. 6.14a se han representado la aplicación del método tres veces para el cálculo de π antes mencionado cuando $R = 1$ y $L = 3$. En ella se aprecia como al final de las 200 simulaciones los tres experimentos convergen al valor de π aunque lo hacen muy lentamente siendo $\epsilon = \bar{\mu} - \mu < 6.42\%$. Otra característica del método es que cada experimento se obtiene un valor distinto. En la Fig. 6.14b se han realizado otros tres experimentos pero esta vez con 10000 simulaciones. En este caso $\epsilon = \bar{\mu} - \mu < 1.07$. Respecto a los tres anteriores experimentos el error disminuye.

Para obtener la respuesta a la pregunta de cuántas simulaciones hay que llevar a cabo en el sistema para asegurar una cota del error, se puede actuar de múltiples formas. Una de ella es en base a las funciones de densidad de probabilidad de las variables aleatorias de entrada. La selección de las distribuciones de probabilidad de

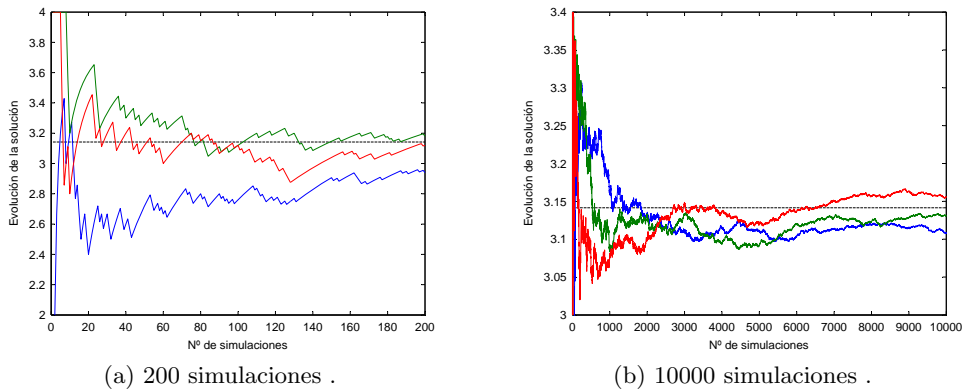


Figura 6.14: Evolución de los errores en la aplicación del método Monte Carlo para varios experimentos.

estas variables es un punto crítico y nada sencillo de realizar [141]. Si se compara la función de densidad de probabilidad generada durante el proceso de simulación con la función teórica que se le ha asignado a la variable se puede establecer un criterio de fin del experimento sin más que medir el ajuste entre las dos funciones.

En el caso del cálculo de π las función de densidad de probabilidad de entrada es la probabilidad de impacto en un punto dentro del cuadrado. Como todas las posiciones del cuadrado son equiprobables se identifican dos variables aleatorias. Una para el eje de abscisas y otra para las ordenadas. A cada variable se le asigna una función de densidad de probabilidad uniforme en todo el intervalo de cada eje que ocupa el cuadrado. En la Fig. 6.15a se ha representado la frecuencia de impacto cuando se simulan 200 impactos y el eje está dividido en 30 intervalos. La probabilidad teórica de impacto en cada intervalo es la misma para todos e igual a $1/30 = 0.0\hat{3}$ que ha sido dibujada con una línea roja. En la Fig. 6.15b se ha repetido el experimento con 10000 simulaciones. Comparando las dos gráficas se observa que la última se aproxima mejor a la teórica.

Para el cálculo de la cota del error cometido se usa el teorema central del límite. Ya que asegura que el valor medio de una muestra aleatoria (variable aleatoria X) formada por n valores se distribuye según una función de densidad de probabilidad

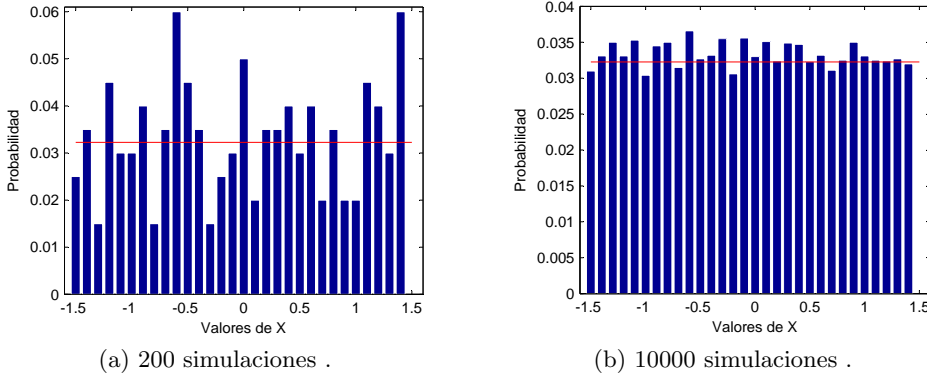


Figura 6.15: Aproximación a la función de densidad de probabilidad con el aumento del número de simulaciones. Coordenada X en una zona de impactos de longitud $L=3$.

normal de valor medio la media de la variable ($\mu = \bar{X}$) y desviación típica la propia de la variable dividida por la raíz cuadrada del número de muestras \sqrt{n} . Esto significa que la media se puede estimar si se conoce la desviación típica mediante

$$Z = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}} \quad (6.14)$$

siendo Z una variable aleatoria que sigue una distribución normal estándar. Si no se conoce la desviación típica, entonces

$$T_{n-1} = \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{S}{\sqrt{n}}} \quad (6.15)$$

siendo T_{n-1} una variable que sigue una distribución t-student de $n-1$ grados de libertad. En el ejemplo de estudio, dado que la variable sigue una distribución uniforme en el intervalo $[-1.5, 1.5]$ tanto la media como la desviación típica de la variable serán nulas ($X = 0 \pm 0$). En el caso de 200 simulaciones para un nivel de confianza del 95 % ($\alpha = 0.05$) el resultado ha arrojado para la variable del eje de abcisas $\bar{X} = -0.0114$ y $S = 0.9111$ según (6.15) $t_{(n-1, \alpha/2)} = t_{(199, 0.025)} = 1.9720$. La variable está en el intervalo (6.12) $X = -0.0114 \pm 0.1270$. Lo correcto después de redondear

es dar el valor como $X = 0.0 \pm 0.1$. En el caso de 10000 simulaciones con el mismo nivel de confianza $\mu = 0.0065$, $\sigma = 0.8657$, $X = 0.00 \pm 0.02$. Como se muestra en el ejemplo, aunque el ajuste a la función de densidad de probabilidad de las variables de entrada es bueno para el caso de 200 simulaciones, no lo es tanto el resultado del cálculo de π . Por ello si se usa este criterio para calcular el número de simulaciones hay que ser exigente con el ajuste de las funciones generadas durante la simulación.

Para calcular el número de simulaciones se puede fijar el intervalo de confianza para un nivel de significación (α) y se aplica (6.11). En nuestro caso si se desea que el ajuste de la variable X sea $X = 0.000 \pm 1 \cdot 10^{-3}$ con un nivel de significación $\alpha = 0.01$ (más exigente). Se asume que el ajuste de la distribución es a una normal. Esto lo asegura el teorema central del límite cuando n es grande. De forma práctica la aproximación a la normal suele ser buena si $n > 30$. Un ajuste razonable de la distribución uniforme en el intervalo $[-1.5, 1.5]$ se puede hacer mediante la normal estándar, luego la desviación típica $\sigma = 1$. $z_{0.005} = 2.5758$ y $S = 1 \cdot 10^{-3}$ y $n > \frac{2 \cdot 2.578 \cdot 1^2}{2 \cdot 10^{-3}} = 66.646.084$. Luego con 66.646.084 simulaciones se asegura con un nivel de confianza del 99% que los valores generados se ajustan a una normal estándar y que la variable está en el intervalo $\pm 1 \cdot 10^{-3}$.

6.4. Casos de estudio

En este apartado se describe la red de distribución que es objeto del estudio estadístico. En base a los datos típicos de los elementos de las redes de distribución en España, se ha construido un modelo en ATP que representa una red de distribución de MT. La red está compuesta por un equivalente de red según los datos de la Tabla. 4.1. El transformador de la ST se ha definido según los datos de la Tabla. 4.2 y tiene conectada una impedancia zig-zag de 76Ω como ya se comentó en el capítulo 4. Los alimentadores se han definido como líneas aéreas LA-78 con los parámetros de la Tabla. 4.4. En la Fig. 6.16 se ha representado el esquema de la red de distribución. Los alimentadores 1,2 y 4 tienen una longitud de 2.5km, el resto tienen una longitud de 10km. Al final de cada alimentador se ha colocado un transformador de distribución de 2MVA con los parámetros de la Tabla. 6.2. En el lado de BT de los transformadores se han colocado cargas trifásicas equilibradas compuestas por bobinas y resistencias. La implementación en ATPDraw se puede ver en el apéndice F.

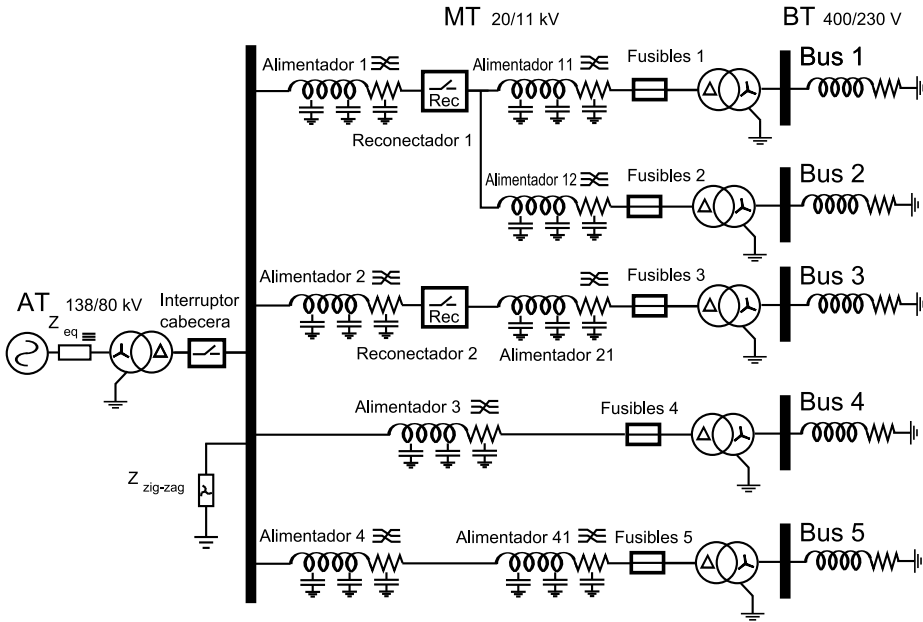


Figura 6.16: Esquema de la red de distribución con las protecciones.

Para la realización del estudio estadístico de los huecos de tensión es necesario la implementación del sistema de protecciones de la red. Este sistema ha sido expuesto en el capítulo 4. Se compone de un interruptor de cabecera a la salida del transformador de la *ST*, dos reconectores al final de los alimentadores 1 y 2, y grupos de fusibles que protegen a cada uno de los transformadores de distribución. Los puntos de consigna de los relés de las protecciones, tanto para el interruptor de cabecera como los reconectores son los mismos que los descritos en el capítulo 4 (Tablas 4.7 y 4.8). Los dos reconectores han sido programados para que actúen primero tres veces con la curva rápida y luego otras dos con la curva lenta antes de desconectar definitivamente en el caso de que la falta no se haya extinguido. El tiempo entre reconexión es de 0.4s. Los fusibles son los de la Tabla. 4.6. El modelado de las protecciones se ha realizado programando módulos en *ATP*. El código de estas protecciones se puede ver en el apéndice E.

En la simulación estocástica es necesario definir las variables aleatorias que son objeto de cálculo y modificación en cada una de las simulaciones. Teniendo en cuenta que la red descrita en el párrafo anterior es sometida a faltas, en la Tabla. 6.4 se han identificado las variables aleatorias y se han definido las funciones de densidad de probabilidad que siguen cada una de ellas. La variable posición de la falta determina los bloques de simulación en los que se puede producir una falta. Estos bloques son el lado de **AT** del transformador de la **ST**, el lado de **BT** de cada uno de los transformadores de distribución y los alimentadores. Los bloques de falta están compuestos por cuatro interruptores. Tres de ellos conectados a cada una de las fases y el otro extremo en común. El cuarto conecta este extremo común a tierra. De esta forma definiendo los tiempos de actuación de los interruptores se puede generar cualquier tipo de falta o inhibir la actuación del bloque. La posición de la falta se ha definido como equiprobable para los 15 bloques de falta colocados en la red. Por ello se generan números aleatorios siguiendo una distribución uniforme en el intervalo 0-15 y redondeando a un número entero el valor generado. En la Fig. 6.17a se muestra la distribución de densidad de probabilidad. En el caso de los alimentadores además del número del alimentador en el que se produce la falta hay que definir la distancia dónde se produce ésta respecto la cabecera de la línea. Para ello se ha definido otra variable aleatoria que sigue una distribución uniforme en función de la longitud de la línea. Con la definición de estos bloques y variables aleatorias se cubren todas las posiciones posibles de falta en la red y que se han definido como equiprobables. El siguiente paso es definir las características de la falta. La resistencia de falta sigue una normal de media 5Ω y desviación típica 1Ω . La función de densidad de probabilidad se muestra en la Fig. 6.17b. La duración de la falta se ha supuesto que sigue una distribución log-normal. Esto se explica porque no es posible que la duración de la falta tome valores negativos. Los parámetros que definen la log-normal garantizan que sean más probables las faltas de corta duración que las largas (Fig. 6.17c). Esto está de acuerdo con la experiencia y también sirve para definir el tiempo que ha de durar cada simulación. Para todas las simulaciones a las que se ha sometido la red se ha fijado el instante de inicio de la falta en 0.3s más una variable aleatoria que sigue una distribución de probabilidad uniforme en el intervalo 0-20ms. Con esto se asegura que la falta no se inicia en el mismo ángulo de tensión fase.

El tipo de falta es una variable aleatoria en la cual se han fijado las probabilidad de ocurrencia del tipo de falta mediante datos experimentales [141],[142]. Se estima que la mayoría de las faltas que se producen en las redes son monofásicas con el 75 %

Variable	Tipo dist.	\bar{x}	σ
R_{falta}	Normal	5Ω	1Ω
$Duración_{falta}$	Log normal	0 s	1 s
$Posición_{falta}$	Uniforme		$[0 \ 15] \in \mathbb{N}$
$Distancia_{falta}$	Uniforme		$[0 \ 2.5]$ km
Cabecera línea	Uniforme		$[0 \ 10]$ km
$Inicio_{falta}$	Uniforme		$[0 \ 20]$ ms
$Tipo_{falta}$	75 %1FT, 17 %2FT, 3 %3FT, 3 %2F, 2 %3F		

Tabla 6.4: Distribuciones de probabilidad de las variables de la red.

del total, y las que menos se producen son las trifásicas sin contacto a tierra con el 2%. El resto de faltas se las reparten las bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas a tierra.

A partir de las variables aleatorias y sus funciones de densidad de probabilidad se ha calculado el número de simulaciones necesarias para garantizar la convergencia del método de Monte Carlo. Para ello se ha usado la variable aleatoria de duración de la falta como criterio de parada. Con un programa diseñado para el análisis se le ha pedido que genere en cada iteración los números aleatorios de cada variable según las distribuciones de probabilidad de la Tabla. 6.4. El proceso de generación de casos de simulación se detiene en base a la desviación típica de los números aleatorios de la variable duración de la falta. La media y la desviación típica es calculada en cada iteración, y establecido un nivel de confianza del 95 %, se calcula el intervalo en el que se sabe que con esa confianza el valor de la media está dentro del intervalo. Al aumentar el número de simulaciones este intervalo disminuye. El proceso se detiene cuando el intervalo es menor a ± 3 ciclos ó 0.12 s. Como ejemplo, el proceso se detuvo a las 4832 simulaciones con valores para distribución de densidad de probabilidad de la duración igual a $\mu = 0.0233$ y $\sigma = 1.0021$ que se aproxima a la teórica ($\mu = 0.0, \sigma = 1.0$). Con esto se puede concluir que con un 95 % de fiabilidad el error cometido en el cálculo de la duración de la falta es menor a 0.12s. Para el resto de variables aleatorias se ha comprobado que el ajuste es también bueno. Se ha seleccionado la duración de la falta porque se quieren estudiar los huecos de tensión y cómo afectan a la CEE y ésta es una de las variables aleatorias más críticas en el resultado final.

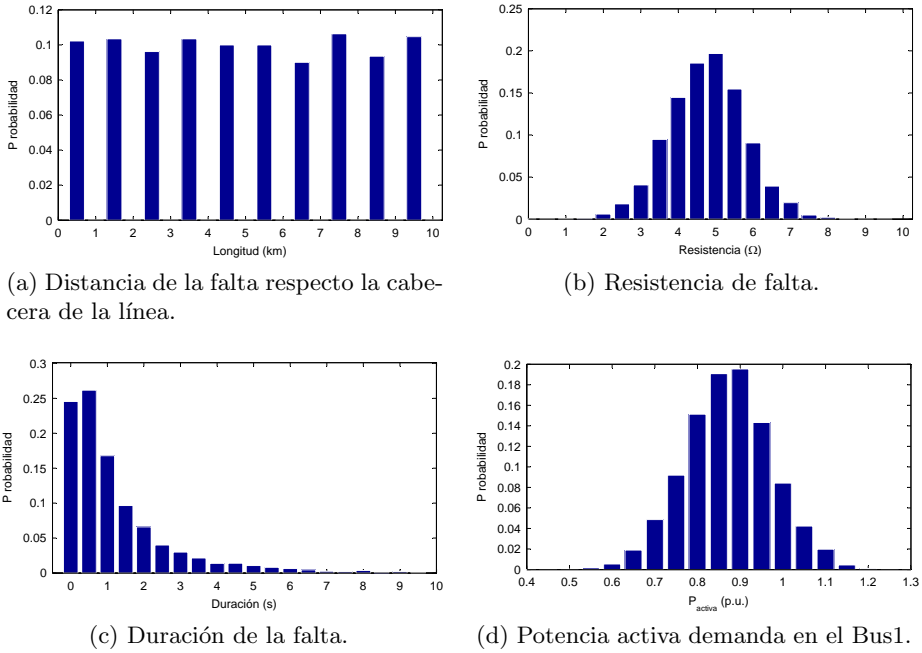


Figura 6.17: Distribuciones de probabilidad de algunas de las variables aleatoria de la red.

A partir de las faltas generadas se ha calculado a qué periodo de monitorización equivale el proceso de simulación. Un valor aceptado en la tasa de fallos para una red de distribución de este tipo es de $0.12 \frac{Faltas}{Año \cdot Km}$. Dado que la red tiene 57.5 km y que en cada simulación se genera una falta. El tiempo equivalente de monitorización es de 700.3 años.

Dado que las condiciones de explotación de la red no son iguales en todo momento se han definido dos variables aleatorias en cada una de las cargas. Se ha seleccionado la potencia activa consumida y el FP para definir los valores de resistencia e inductancia en cada simulación. Las funciones de densidad de probabilidad de cada variable sigue una normal de valor medio y desviación típica mostrados en la

Tabla. 6.5.

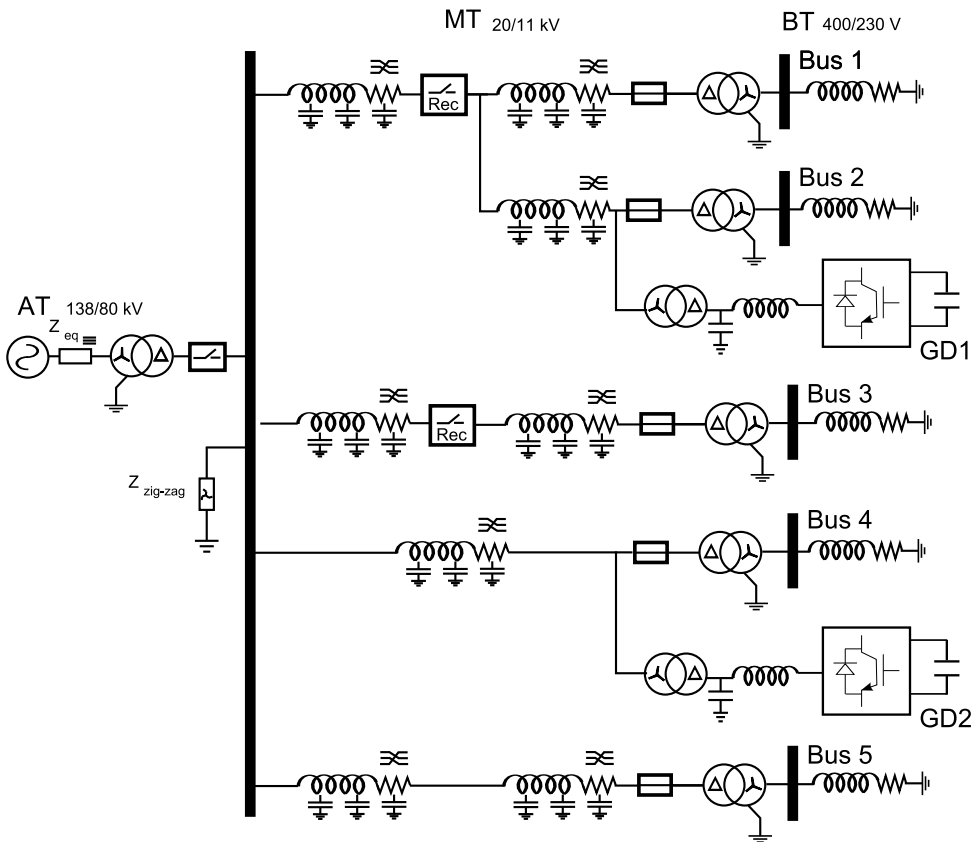


Figura 6.18: Esquema de la red de distribución con GD.

Obtenidos todos los valores de las variables aleatorias que definen cada uno de los casos de simulación se ha creado un programa que modifica el archivo de simulación, lo ejecuta y almacena los resultados en otro archivo. Así se sigue el proceso hasta finalizar con todos los casos definidos.

Los casos definidos para la red de la Fig. 6.16 se han aplicado a la red de la Fig. 6.18. Esta red es la idéntica a la anterior con la diferencia que se le ha incorporado GD en dos puntos de la red. Las características de esta GD son iguales a las establecidas

	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
$P_{act.}$ (p.u.)	0.9 ± 0.1	0.8 ± 0.1	0.7 ± 0.1	0.6 ± 0.1	0.5 ± 0.1
F.P	0.95 ± 0.01	0.95 ± 0.01	0.9 ± 0.01	0.85 ± 0.01	0.8 ± 0.1

Tabla 6.5: Distribuciones normales de probabilidad de las carga.

en el apartado anterior y tienen incorporados los controles de los capítulos 4 y 5. El comportamiento transitorio y los resultados estadísticos son analizados en los siguientes apartados.

6.5. Evaluación del comportamiento transitorio

En este apartado se han seleccionado algunos de los registros de las simulaciones realizadas para estudiar el comportamiento del sistema en su conjunto. La misma falta se analiza para el caso sin GD y con GD. Estos análisis sirven para justificar algunos de los resultados que se desprenden en el análisis estadístico.

En la Fig. 6.19 se muestra la respuesta del sistema sin GD ante una falta trifásica. La falta se produce a 2850 m de la cabecera del alimentador 11, dura 3.8s y la resistencia de falta es de 4.7Ω . En la Fig. 6.19a se muestran las corrientes medidas en el lado de MT del transformador de la ST. Ante la presencia de la falta a los 0.3s el reconectador actúa rápidamente cortado la corriente en tres ocasiones con intervalos de 0.4s en cada reconexión. Realizadas estas tres reconexiones pasa a actuar con la curva lenta. Como la falta persiste, desconecta definitivamente antes de que actúe la protección de cabecera. En la Fig. 6.19b se muestran las corrientes de la fase A en cada una de las cargas. Debido a que la falta se produce en el alimentador 11, las cargas conectadas al Bus1 y Bus2 tiene prácticamente corriente nula en bornes de sus tres fases, ya que toda la corriente de la ST se deriva por la falta. Dado que la falta tiene una larga duración y el reconectador corta el suministro para despejar la falta estas cargas cuando finaliza la simulación quedan sin alimentación. Han sufrido una interrupción. En la carga del bus 2 todavía hay variaciones de la corriente ante las actuaciones del reconectador porque su alimentador está conectado aguas arriba del punto donde se produce la falta, sin embargo las cargas del bus 1 se mantienen a corriente cero desde el momento en que está la falta presente en

el sistema. Las tensiones de la *ST* se muestran en la Fig. 6.19c. En el momento de que aumenta la corriente se produce un pequeño hueco de tensión. Seguidamente el reconectador actúa desconectando los alimentadores 11 y 12. Esta acción provoca una resonancia en el sistema debido a las capacidades del resto de alimentadores y la carga conectada. Esta resonancia no se había buscado en el análisis pero sirve para destacar un aspecto positivo de la integración de la *GD* como se verá más adelante. La resonancia provoca una sobretensión que es atenuada por las partes resistivas del sistema. Cada vez que actúa el reconectador se muestra el fenómeno. Finalmente el reconectador desconecta definitivamente y la tensión en cabecera cae hasta su valor nominal junto con un rizado a la frecuencia de resonancia del sistema. En la Fig. 6.19d se muestran las tensiones de la fase A de cada una de las cargas de los buses. En ella se puede apreciar como la tensión en la carga del bus 1 es siempre nula debido a la presencia de la falta en su alimentador. La del bus 2 recupera su valor nominal cuando el reconectador permite el paso de la corriente y en el resto de cargas sufren huecos de tensión en los momentos que el reconectado alimenta la falta.

La misma falta de la Fig. 6.19 se analiza en el caso de que estén presentes las dos unidades de *GD* conectadas a la red. De modo análogo se muestran las curvas de corriente y tensión en la Fig. 6.20. Desde el punto de vista de las medidas tomadas en la *ST* sólo hay que destacar el pequeño descenso de la corriente de falta debido a que parte de esta corriente de falta la está aportando la *GD* y la eliminación de la resonancia de tensiones también debido a la presencia de la *GD* que, al cambiar la condiciones de carga del sistema, modifica también la frecuencia de resonancia, no presentándose el fenómeno cuando actúa el reconectador.

Se ha permitido que se formen islas dentro del sistema ya que no se han implementado protecciones para la *GD*. Esto permite conocer las posibilidades que puede tener la *GD* de mantener la continuidad del suministro. Ante la actuación definitiva del reconectador la *GD* podría implementar su propio sistema de reconexión intentando la reconexión en isla para la alimentación de las carga de los buses 1 y 2. Esta estrategia no se ha implementado pero se ha permitido que, mientras dure la simulación, la *GD* alimente la falta y si esta desaparece que pueda alimentar la parte del sistema que queda en isla. Esto es lo que sucede con las carga de los buses 1 y 2, que cuando la falta desaparece recuperan tensión y corriente en un nuevo punto de equilibrio. En este caso por tanto las cargas no sufren una interrupción. En el caso de la carga del bus 2 en ningún momento la corriente alcanza el valor nulo ya que la GD_1 alimenta

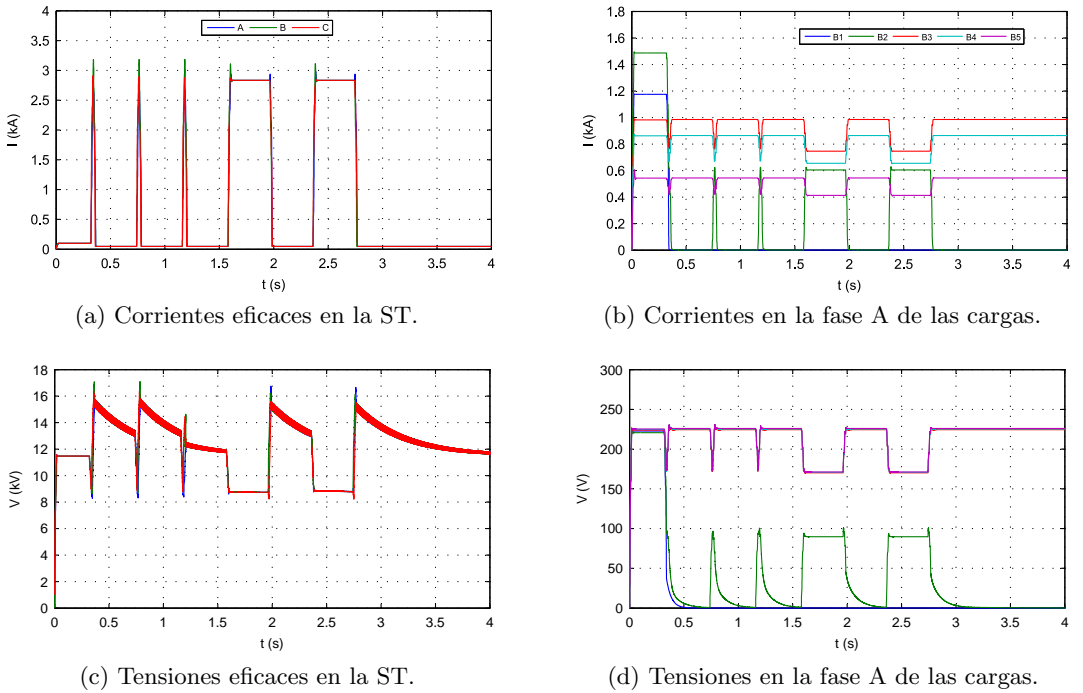
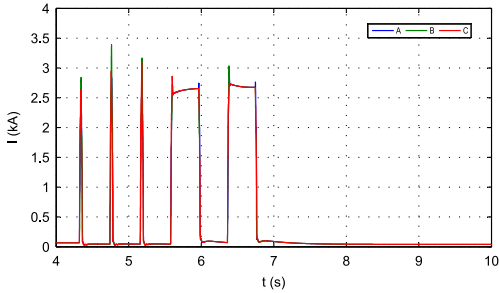


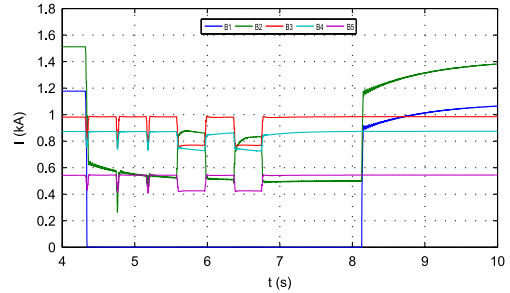
Figura 6.19: Respuesta del sistema de protección ante una falta trifásica. Falta a 2850m de la cabecera del alimentador 11. Red Sin GD.

la carga mientras está la falta. Para el resto de cargas la presencia de GD supone una modificación del flujo y de la dinámica de los controles del convertidor en las señales de corriente y de tensión. Las cargas del bus 4 se ven más influenciadas debido a la cercanía con la GD_2 disminuyendo la profundidad de los huecos de tensión sufridos durante la falta.

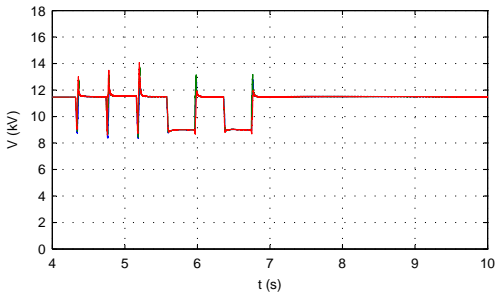
En la Fig. 6.21 se representan las medidas de tensión y corriente en los mismo puntos que en el caso de falta trifásica. En este caso la falta es monofásica. Afecta al mismo alimentador pero está situada a 594 m de su cabecera. La resistencia de falta es de 3.65Ω y su duración es de 0.7s. En la Fig. 6.21a se observa como en el momento que se produce la falta en la fase A, la corriente de la fase afectada aumenta. Trans-



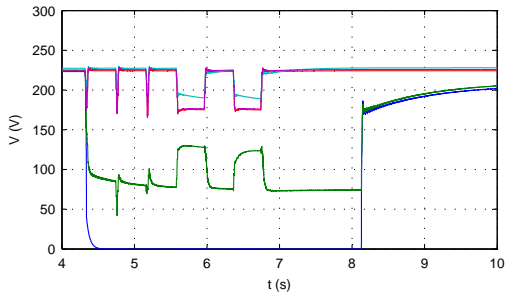
(a) Corrientes eficaces en la ST.



(b) Corrientes en la fase A de las cargas.



(c) Tensiones eficaces en la ST.



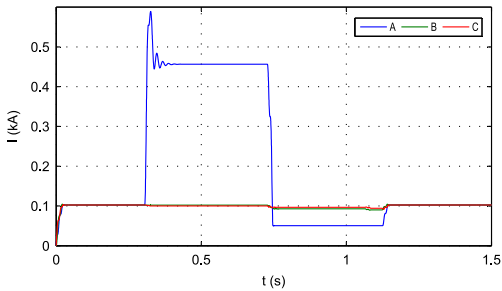
(d) Tensiones en la fase A de las cargas.

Figura 6.20: Respuesta del sistema de protección ante una falta trifásica. Falta a 2850m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.

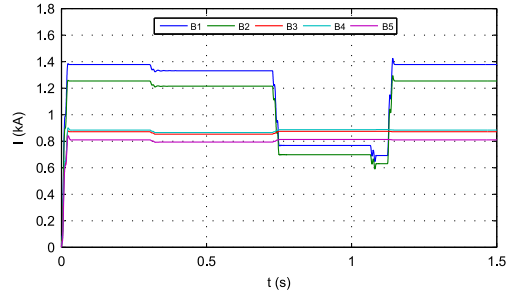
currido el tiempo de actuación de la curva lenta del relé del reconectador éste abre la fase. Esta acción provoca una caída de la corriente en la fase A. Transcurridos 0.4 s el reconectador realiza la primera reconexión, debido a que la falta ya ha desaparecido del alimentador el sistema vuelve a operar en condiciones nominales. La evolución de las corrientes en las otras dos fases se explica debido al desequilibrio de tensiones que provoca la falta monofásica. En el momento de aparición de la falta las tensiones en las fases B y C aumentan tal y como se muestra en la Fig. 6.21c, este aumento de la tensión contrarresta la disminución y el desequilibrio de las corrientes en las fases. Cuando actúa el reconectador abriendo la fase afectada cambian las condiciones de desequilibrio, llevando las tensiones de las fases A y C ligeramente por encima del valor nominal y la de la fase B cae. Esto acentúa el desequilibrio de corriente como se muestra en la Fig. 6.21a. Ver las consecuencias en las cargas es un poco más difícil

debido a la acción del grupo de conexión de los transformadores de distribución. Para analizar el desequilibrio en cada carga sería necesario representar las tres señales de corriente y las tres de tensión. Sin embargo se puede hacer un análisis comparativo entre las cargas analizando únicamente una de las fases. En la Fig. 6.21b se aprecia que hay una caída de la tensión y la corriente en todas las cargas debido a la aparición de la falta. Esto se puede explicar considerando que la falta es una carga más en el sistema, por lo tanto al aumentar la demanda desciende la tensión y cómo las cargas son impedancias constantes también desciende la corriente. Cuando actúa el reconectador la falta ya no es una carga más para el sistema y por lo tanto los buses 3, 4 y 5 recuperan la corriente. Sin embargo esta apertura de la fase A hace que en los buses 1 y 2 aparezcan huecos de tensión. La corriente en estos buses no es nula debido a que la protección sólo abre la fase afectada y que el grupo de conexión del transformador sigue alimentando las tres fases de la carga de forma desequilibrada.

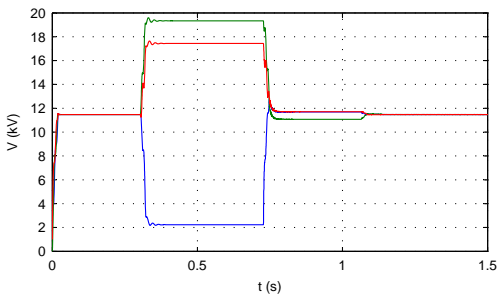
La falta del párrafo anterior se estudia cuando la red de distribución tiene conectada la GD. En la Fig. 6.22b se muestran las tensiones que aparecen en cabecera. En el momento que aparece la falta las tensiones siguen un comportamiento muy parecido al caso sin GD. La tensión en la fase A desciende y las de las fases B y C descienden. En la Fig. 6.22a se muestra la respuesta de las corrientes de las tres fases en la ST. La incorporación de la GD modifica las corrientes haciendo aumentar el valor de corriente de falta en las tres fases. Esto se debe a que la GD es capaz de aportar las corrientes de secuencia inversa que pide la falta y por tanto modificando las condiciones de desequilibrio de la corriente y haciendo que el desequilibrio de tensiones sea menor. La primera consecuencia de la modificación de las corrientes es que el reconectador actúa ligeramente más rápido que el caso anterior desconectando antes la fase A. El límite programado para diferenciar una falta monofásica del resto es de 400A. En el caso sin GD, la protección sólo ve corrientes superiores a este límite cuando no son faltas monofásicas. Sin embargo con la presencia de la GD al modificar el balance de corriente durante la falta puede ocasionar la descoordinación de la protección. En este caso no ha sucedido así ya que aunque la fase B supera este límite, transcurrido un tiempo desde inicio de la falta, la protección ha identificado la falta como monofásica porque en los inicios sólo había una fase que superase el límite y ha puesto el contador de desconexión de esa fase en marcha. Durante la desconexión las tensiones recuperan casi perfectamente el equilibrio y las corrientes empujadas por la dinámica de los controles de las GD alcanzan un nuevo estado. Cuando el reconectador intenta el reenganche, la falta todavía no ha desaparecido



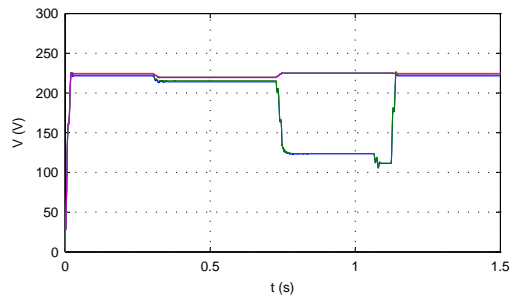
(a) Corrientes eficaces en la ST.



(b) Corrientes en la fase A de las cargas.



(c) Tensiones eficaces en la ST.



(d) Tensiones en la fase A de las cargas.

Figura 6.21: Respuesta del sistema de protección ante una falta monofásica. Falta a 590m de la cabecera del alimentador 11. Red sin GD

del alimentador. Debido a la acción de los controles de la GD el flujo de carga ha variado respecto el momento en que inició la falta y por ello el transitorio de la corrientes en cabecera es distinto del anterior. Transcurridas una décimas de segundo, la falta desaparece y los controles de los convertidores llevan a la red hacia el estado inicial. Desde el punto de vista de las cargas, los huecos de tensión que ve son muy diferentes al caso sin GD. Los buses 1 y 2 sufren huecos de menor profundidad y ligeramente más cortos en duración ya que la falta se autoextingue y no la despeja la protección como en el caso sin GD. Para los buses 3, 4 y 5 la situación empeora pues los huecos son ligeramente más profundos y además sufren dos seguidos.

Otro de los casos analizados, desde el punto de vista de los transitorios en la red,

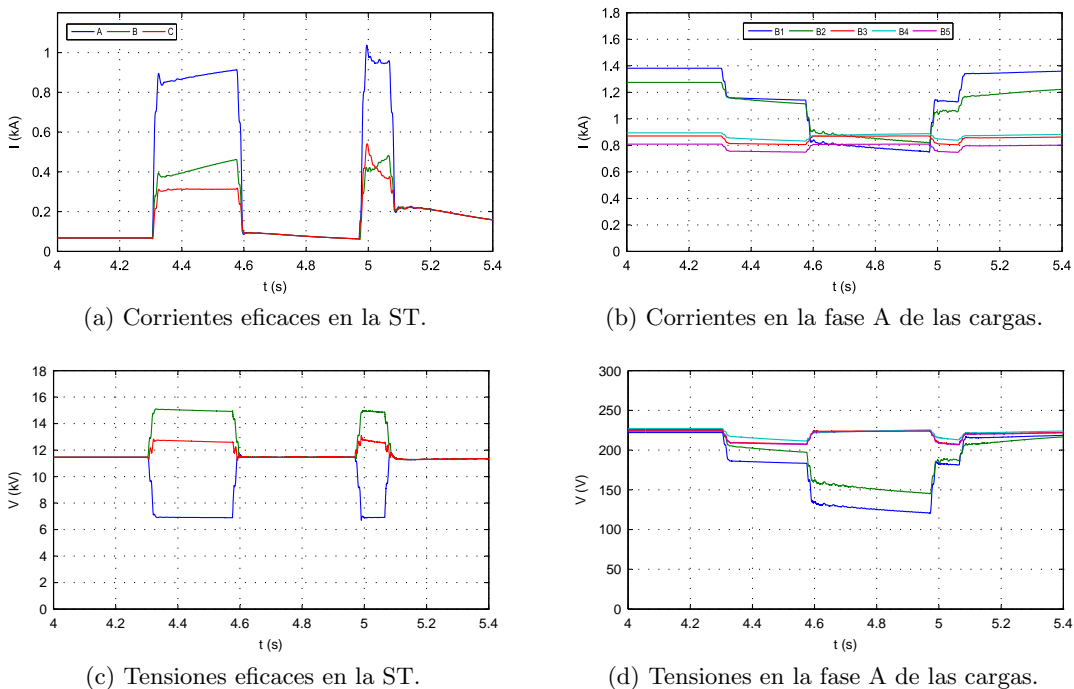
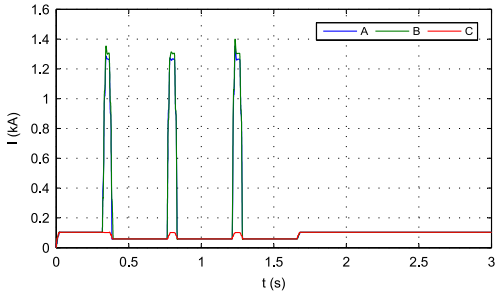


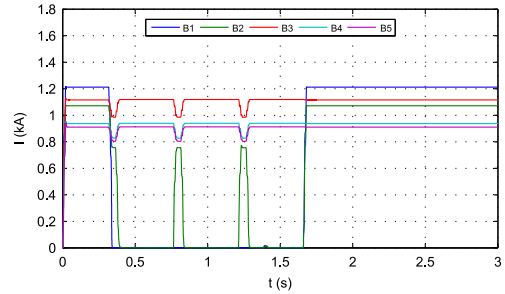
Figura 6.22: Respuesta del sistema de protección ante una falta monofásica. Falta a 590m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.

es el de una falta bifásica a tierra. Al igual que en los casos anteriores la falta se ha generado en el alimentador 11. La falta se produce casi al final del alimentador, a los 9765m de la cabecera del mismo. La resistencia de falta es de 5.54Ω y la duración de la misma es de 1s. En el caso sin GD la Fig. 6.23a muestra cómo las corrientes en las fases afectadas (A y B) aumentan. Por contra las tensiones en las mismas fases disminuyen y en la fase C aumenta. Esta misma dinámica se reproduce en las sucesivas conexiones del reconectador. En la Fig. 6.23c se ve la resonancia del sistema al hacer las reconexiones. La falta se autoextingue antes de que el reconectador empiece con las actuaciones de las curvas lentas. Esto implica que los huecos de tensión vistos por las cargas de los buses 1 y 2 en las fases A (Fig. 6.23d) sean de 1.4s. Las corrientes en la fase A de estos buses es nula ya que la falta impide la circulación de corriente hacia la carga del bus 1 y la tensión se hace prácticamente cero para el bus 2 debido

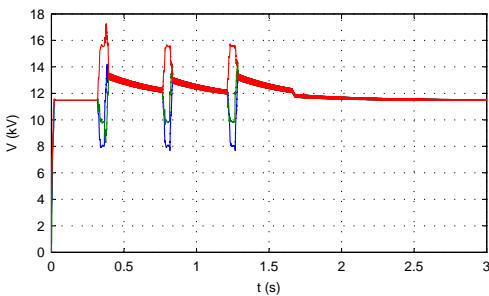
a la proximidad.



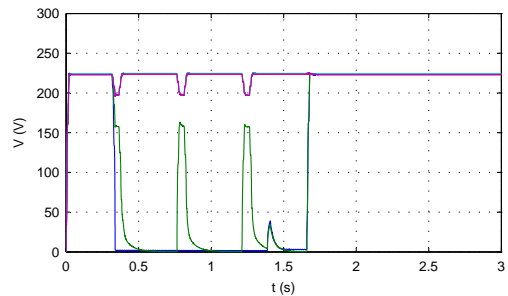
(a) Corrientes eficaces en la ST.



(b) Corrientes en la fase A de las cargas.



(c) Tensiones eficaces en la ST.



(d) Tensiones en la fase A de las cargas.

Figura 6.23: Respuesta del sistema de protección ante una falta bifásica a tierra. Falta a 9765m de la cabecera del alimentador 11. Red sin GD.

En el caso con GD, el comportamiento de las corrientes de falta en la cabecera cambia respecto al caso sin GD debido a la modificación que hace del estado de carga de la red la GD. La aportación de corrientes inversas hace que en las sucesivas reconexiones la corriente de falta sea mayor y por tanto la protección actúe antes. En la Fig. 6.24a se muestra que al poco de empezar la tercera conexión del reconector la falta se extingue. En ese momento se ve como la acción de los controles de la GD llevan al sistema al estado inicial. Los huecos y sobretensiones que aparecen en la ST tienen menor magnitud respecto al caso sin GD (Fig. 6.24c). Desde el punto de vista de la carga, la principal aportación que hace la GD es que evita que la tensión de la carga en el bus 2 caiga a cero (Fig. 6.24b) y por tanto puede seguir consumiendo

energía durante el tiempo que dura la falta. Los huecos de tensión que ve la carga del bus 4 también son de menor magnitud que en el caso anterior debido a la proximidad de la otra unidad de GD.

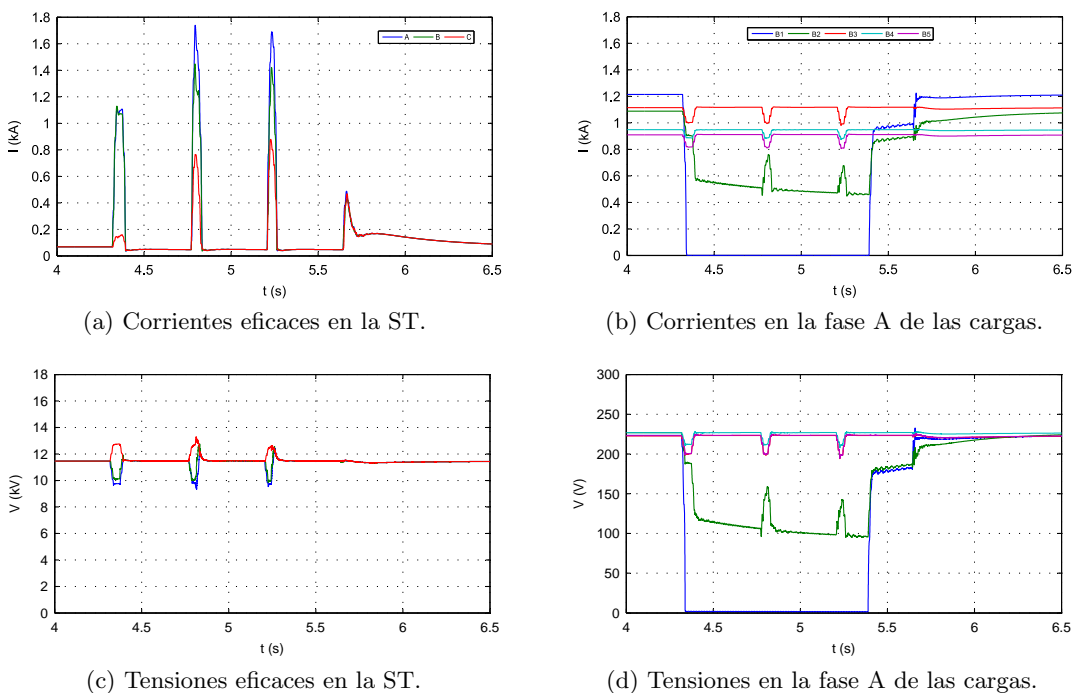


Figura 6.24: Respuesta del sistema de protección ante una falta bifásica a tierra. Falta a 9765m de la cabecera del alimentador 11. Red con GD.

Como se ha visto a lo largo de la exposición de este apartado, la incorporación de la GD en la red de distribución tradicional trae variaciones importantes en el comportamiento de las protecciones que afecta a los estados transitorios por los que pasan las cargas. Se ha visto como la presencia de GD hace que los huecos de tensión disminuyan de magnitud en algunas ocasiones, pero no se han mostrado nada más que un grupo de todas las variables que se modifican en la red. Y en algunas de las fases que no se han mostrado ocurre exactamente lo contrario. En algunos casos la presencia de GD hace aumentar la duración de los huecos de tensión, o hace que

la protección identifique faltas monofásica como bifásicas haciendo operar a los tres interruptores. Además cuando la falta se produce en la carga, caso no comentado en este apartado, la **GD** aporta corriente de falta que puede hacer fundir los fusibles que protegen a los transformadores de distribución, cuando en el mismo caso sin presencia de **GD** no actuarían. Dada la cantidad de situaciones distintas y la variedad de respuestas que pueden hacer una valoración positiva o negativa de la situación es necesario hacer un análisis que tenga en cuenta todas estas situaciones. No se puede concluir a la vista de expuesto que la **GD** es buena o mala para la red pues se ha visto que con el análisis de unos cuantos registro se pueden encontrar razones a favor y en contra. Es por ello que se justifica todavía más el análisis estadístico presentado en el capítulo y cuyos resultados se muestran en el siguiente apartado.

6.6. Evaluación de la CEE

En cada una de las simulaciones realizadas se han registrado las tensiones y corrientes instantáneas en los buses de carga. Esta información ha sido procesada de distintas maneras. Como se ha visto en los casos del apartado anterior, mediante la aplicación de un algoritmo se han generado la evolución temporal del valor eficaz de corrientes y tensiones. Este cálculo se ha llevado con todas las señales de los buses de carga y en la **ST**. Lo que supone que se han calculado seis señales por cada uno de los seis puntos de medida en las 4832 simulaciones. Lo que hace un total de 173952 señales de valor eficaz. Esta cifra hay que multiplicarla por dos, pues el proceso se ha repetido en el caso de presencia de **GD**. A partir de estas señales de valor eficaz y seleccionando el tramo previo a la generación de la falta se pueden calcular los valores en régimen estacionario. En el caso sin **GD** seleccionando un valor entorno a los 0.2s se ha alcanzado el régimen estacionario en la red y todavía no se ha producido la falta, ya que la variable del punto de inicio de la falta se ha programado sumando al instante de inicio seleccionado una variable aleatoria que varía en el intervalo de un periodo de la frecuencia fundamental. En este caso se puede asegurar que el inicio de la falta cae en el intervalo $0.3 \pm 0.02s$ y por tanto en 0.2s se está en estado estacionario, tal y como se veía en las gráficas del apartado anterior. Para el caso de red con **GD** el inicio de la falta está en el intervalo $4.3 \pm 0.02s$. Esto se debe a que para poder medir en régimen estacionario antes de la falta es necesario que transcurra más tiempo que en el caso sin **GD**, debido a la acción de los controles. Con los valores de régimen

estacionario de las tensiones ya se pueden extraer algunas conclusiones de la acción de la GD. En la Tabla. 6.6 se muestran los valores medios y las desviaciones típicas de las tensiones en los buses de carga. Las situaciones de carga en la red, aunque han sido calculadas de forma aleatoria en cada simulación es la misma en los dos escenarios estudiados y esto permite la comparación. Se puede observar que la presencia de la GD hace aumentar ligeramente el valor medio de la tensión en los buses de carga que tiene más próximo y prácticamente no variar la tensión en el resto. Es una de las consecuencias de la acción de los controles de potencia de la GD. La otra consecuencia es que las desviaciones típicas en el caso con GD disminuyen, lo que quiere decir que la dispersión de tensiones es menor. La GD consigue un perfil de tensiones en unos márgenes más estrechos. Hay que tener en cuenta que el control de potencia reactiva, que es el que actúa sobre la tensión en el punto de conexión de la GD, no está diseñado para que lleve el valor de tensión a su valor nominal en todo momento. Sino para reducir el intercambio de potencia reactiva en la red en presencia de varias GD. Es por ello que el resultado obtenido es muy bueno, ya que se consigue un beneficio para el cual no se habían tomado medidas expresas. El tener un perfil de tensiones con menores variaciones (más estable) beneficia al funcionamiento y vida de las cargas.

Nº Bus		1	2	3	4	5
Sin GD	\bar{V} (V)	384.70	385.70	387.18	387.68	386.63
	σ_v (V)	1.50	1.45	1.53	1.81	1.82
Con GD	\bar{V} (V)	385.59	392.08	386.78	392.35	386.23
	σ_v (V)	1.48	1.32	1.52	1.69	1.78

Tabla 6.6: Valores medio y desviaciones típicas de las tensiones en cada uno de los buses de carga.

El siguiente cálculo que se ha realizado con los valores eficaces es la potencia de pérdidas de cada uno de las cuatro líneas que cuelgan de la ST. En la Tabla. 6.7 se muestran los valores medios de estas potencias en los dos casos. Se puede apreciar como en los alimentadores donde hay instalada GD las pérdidas son menores. En el caso de la línea 1 en los que se agrupan los alimentadores 1, 11 y 12 la reducción en la potencia de pérdidas es de un 20%. Por contra la línea 2 que no tiene conectada GD por lo que la reducción de pérdidas no supera el 0.25%. El porcentaje total

de reducción de pérdidas en la red es del 5.6%. Esta mejora en el rendimiento de explotación de la red es otro punto a favor de la integración de la GD.

Nº Línea.	1 kW	2 kW	3 kW	4 kW
Sin GD	109.164	80.247	115.004	150.685
Con GD	89.663	80.066	109.376	150.415

Tabla 6.7: Media de potencias de pérdidas en los alimentadores de la red.

El interrogante más importante es si en el conjunto global de la explotación de la red la GD mejora o empeora la CEE. La respuesta a esta pregunta depende de multitud de factores, la mayoría de ellos tratados a lo largo de este capítulo. Además la respuesta no es única sino que está muy relacionada con el diseño de la red. La red que se ha puesto a prueba trata de acercarse a la red de distribución tipo que se puede encontrar en España. Por lo tanto los resultados que se muestran a continuación no se pueden extrapolar a cualquier otro tipo de red, ya que factores como la puesta a tierra de la ST, el sistema de protección y la coordinación de las mismas tienen una influencia muy grande en los resultados.

Para hacer la evaluación de la CEE de los dos sistemas, se ha optado por hacer la valoración de los huecos de tensión que se producen en las cargas. En el capítulo 4 se optó por definir la duración del hueco como el tiempo que tarda en realizar el primer disparo de la protección. Esto es útil porque normalmente no se puede saber cuanto dura la falta dada su naturaleza estocástica. Es por ello que para el estudio de la coordinación el criterio empleado es válido. Sin embargo en el apartado 6.5 se ha visto en los casos analizados se producen una serie de huecos consecutivos o huecos con distintos escalones debido a que la acción de las protecciones no se detiene con el primer disparo. Es por ello que para el análisis estadístico se ha preferido definir la duración del hueco como el periodo de tiempo que transcurre desde el primer instante en que la tensión desciende por debajo del 90% de la tensión nominal hasta el último instante en que la tensión alcance un valor por encima de la cota del 90% de la tensión nominal. Esto quiere decir que si se produce una serie de huecos consecutivos a causa de la acción del reconectador se contabiliza la duración del hueco desde el instante en que se produce la falta hasta el momento en que el reconectador

haga su última conexión, porque la falta haya desaparecido mientras están cerrados los interruptores o bien el momento en el que el interruptor de la protección cierre. La magnitud del hueco es el valor mínimo que alcance la tensión durante la sucesión de huecos.

También se ha tenido que establecer la definición de interrupción. La acción de un relé ante una falta que afecte a más de una fase se puede identificar en las simulaciones midiendo la tensión en el instante final. Si la tensión es nula quiere decir que ha actuado, ya que ante este tipo de faltas se abren los tres interruptores. Esto mismo sucede si se disparan los tres fusibles que protegen el transformador. Pero no sucede lo mismo cuando dispara una única fase de las protecciones por falta monofásica o un único fusible ya que las cargas de la fase afectada no dejan de estar alimentadas, debido al grupo de conexión del transformado de distribución que ante la pérdida de alimentación en una de las fases del lado de *MT*, desequilibra las tensiones en *BT* pero no las hace nulas. También existen situaciones en las que la tensión cae a cero durante uno tiempo y después recupera la tensión y no han intervenido las protecciones antes mencionadas. Es por ello que se han contabilizado como interrupciones sólo los intervalos en los que se produzca una caída de tensión a cero en la carga independientemente de si en el lado de *MT* no hay tensión.

Teniendo en cuenta las premisas establecidas en los párrafos anteriores se han elaborado las Fig. 6.25, 6.26 y la Tabla. 6.8. En las figuras se han representado los huecos e interrupciones en los procesos de simulación, en cada una de las fases de los buses de carga. Los huecos y las interrupciones se han caracterizado por medio de su duración y su tensión mínima. Existen casos en los que el evento alcanza el límite del tiempo de simulación. En el caso sin *GD* son 10s y en el caso con *GD* son 15s debido a que las faltas comienzan entorno a los 4s para evitar los transitorios de arranque de los convertidores. En estos casos la duración del evento (hueco o interrupción) en teoría es mayor que 10s. En las figuras se ha optado por representar los eventos con la duración máxima medible en la simulación. Así un hueco que empiece en el instante 3.98s y acabado el tiempo de simulación no hubiese alcanzado el 90% de la tensión nominal se le habrá asignado una duración de $15s - 4.01s = 11.02s$. Esta decisión se justifica por varias razones. La primera es que el tiempo de simulación no puede ser infinito o muy grande pues los archivos de resultados también aumentan y la información deja de poder tratarse. La segunda es que de esta forma no se omite información en los gráficos, puesto que aparecen todos los eventos que afectan a la

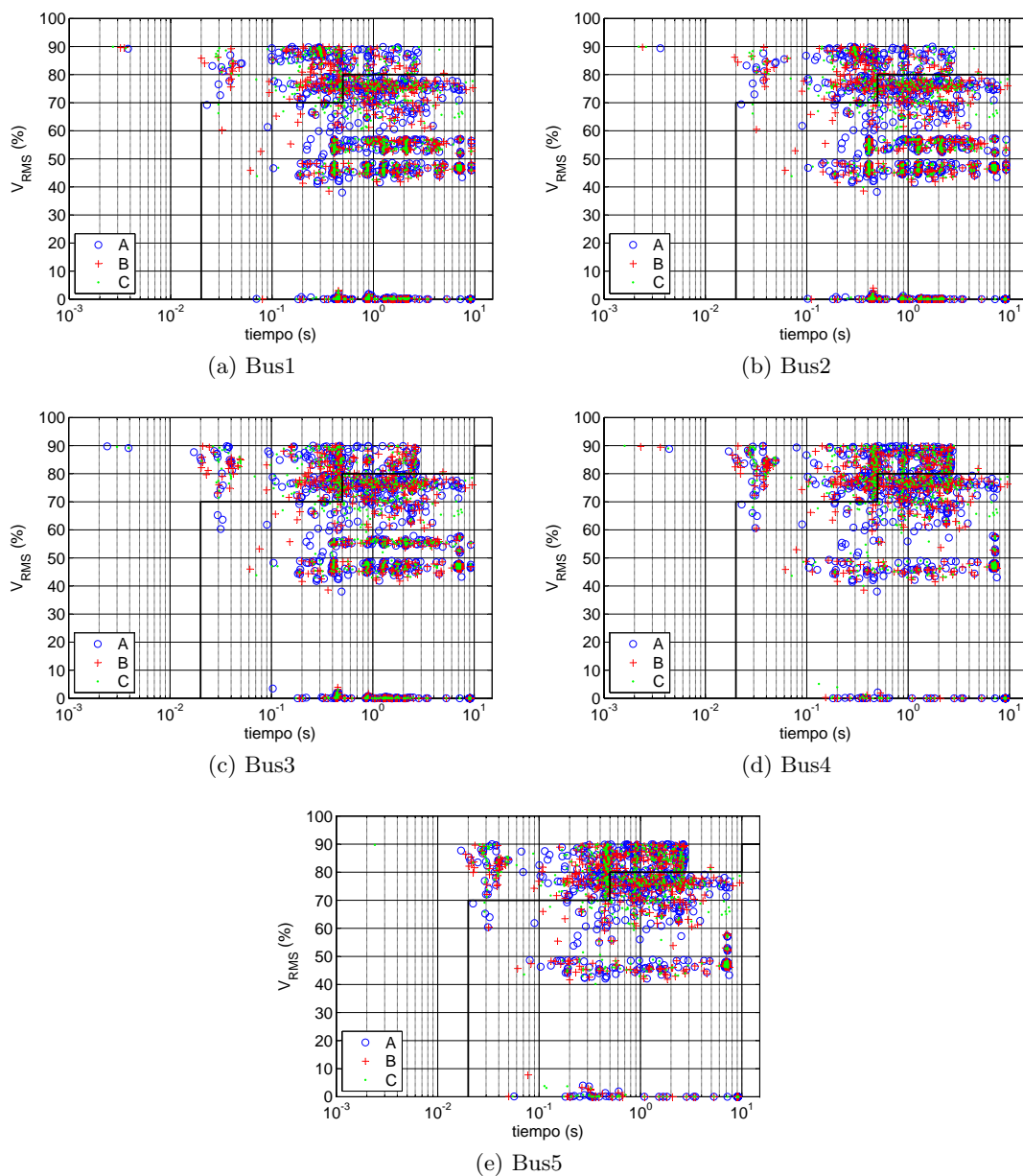


Figura 6.25: Características de los huecos de tensión originados en cada bus de carga.

carga y basta con leer los puntos que tienen una duración entorno a $10 \pm 1.02s$ como eventos con duración igual o mayor de 10s. La tercera y más importante es que no se produce un error en la valoración de la CEE, tal y como se explica a continuación.

Para determinar la calidad del servicio es necesario conocer si el evento que sufre la carga es lo suficiente severo como para causar desconexión. Esto dependerá de la duración y magnitud del evento. La información más característica que se tiene sobre este aspecto es la curva de sensibilidad de las cargas. En las Fig. 6.25, 6.26 se ha dibujado en trazo más grueso la curva ITIC para cargas electrónicas (apartado 4.4.4). En el caso de eventos cuya duración supera el tiempo de simulación y el valor se dibuja en el extremo derecho de la gráfica, no hay ambigüedad sobre si causan o no la desconexión de la carga, ya que la magnitud es el valor que lo decide. Si la tensión es menor del 90 % de la nominal la carga desconecta independientemente de si el hueco dura 10s ó 50s. Si la tensión es mayor del 90 % ni siquiera se ha producido un hueco y por tanto la carga sigue conectada indefinidamente.

En la Fig. 6.25 se han representado los eventos en los cinco buses de carga mediante cinco gráficas en las que cada evento se ha representado mediante un círculo para los sufridos en la fase A, una cruz para los de la fase B y un punto para los de la fase C. En las gráficas se pueden apreciar agrupamientos. Hay como sustratos a diferentes niveles de tensión. Esto se debe a los distintos tipos de falta. Como se han visto en los casos de huecos analizados los niveles de tensión que se alcanzan en faltas monofásicas, respecto las bifásicas es considerable. Por ello las nubes de puntos entorno al 80 % que están más pobladas, en la mayoría de los casos corresponden a huecos generados por faltas monofásicas. Los dos sustratos inferiores (niveles 55 % y 45 %) corresponderán con faltas bifásicas y trifásicas. En el caso de los buses 4 y 5 el nivel de 55 % prácticamente desaparece, lo que hace pensar que la presencia de los reconectores en los alimentadores tiene también que ver con la distribución de tensiones.

En la Fig. 6.26 se ha realizado la representación de los eventos para el sistema con GD. Lo primero que llama la atención es la cantidad de eventos que se agrupan al final de la gráfica. Esto se debe a que se ha permitido operar a la GD en isla. Por lo que en muchas ocasiones en las cuales las protecciones han desconectado alimentadores de la red, las cargas han sido alimentadas por la GD. Cuando la carga que hay en los alimentadores es importante, los niveles de tensión han estado muy por

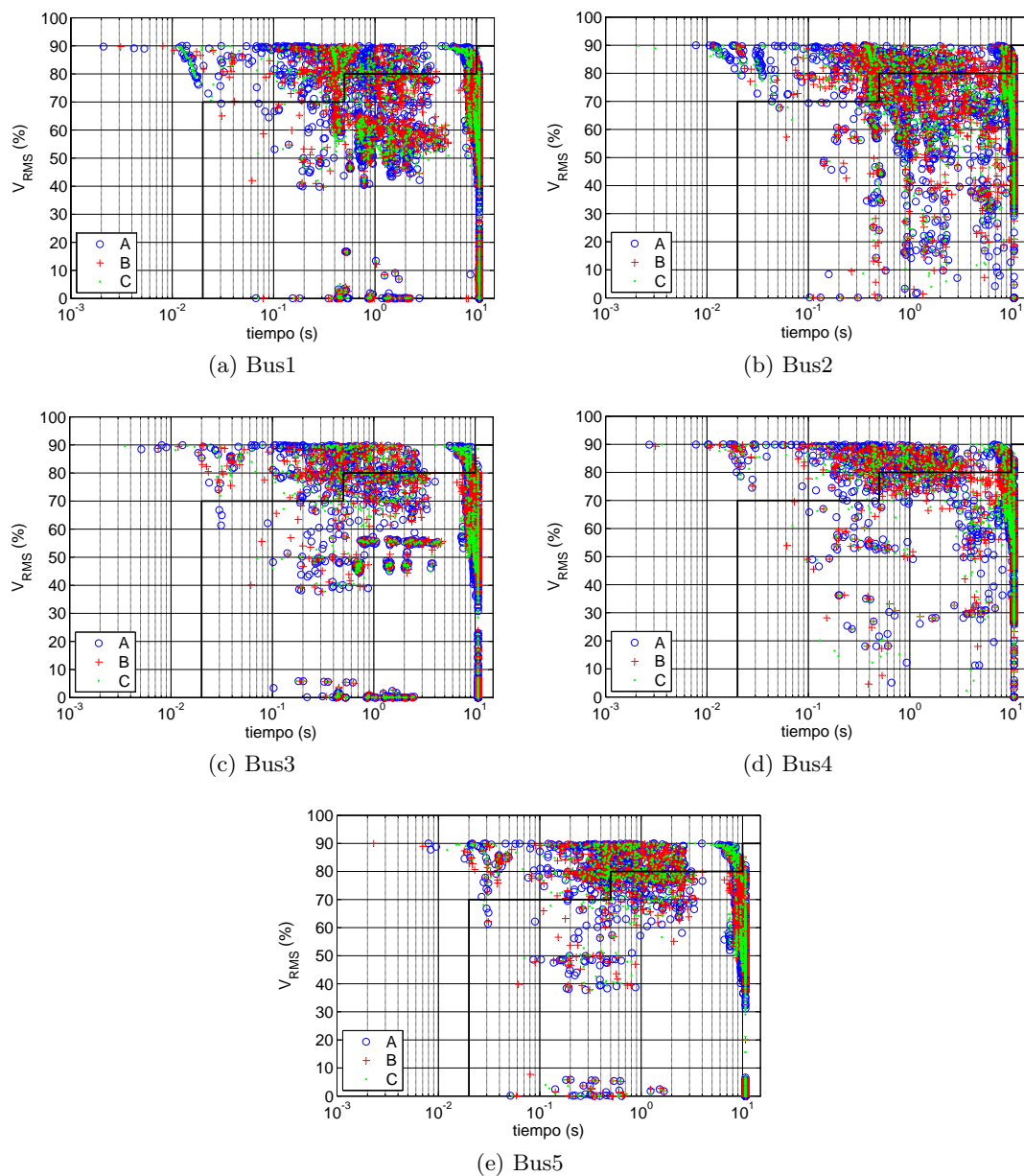


Figura 6.26: Características de los huecos de tensión originados en cada bus de carga, cuando hay presencia de GD.

debajo de lo admisible para la carga. Otra diferencia que se aprecia respecto el caso sin GD es que ya no están tan marcados los grupos por niveles de tensión. La explicación hay que buscarla en que la GD es capaz de aportar corrientes de secuencia inversa durante los huecos por lo que modifica los niveles de tensión de los mismo. También se aprecia una mayor concentración de huecos en la parte alta de la gráfica, lo que significa que en muchos casos la GD ha ayudado a reducir la magnitud de ellos.

En la Tabla. 6.8 se muestra el cómputo de huecos e interrupciones que han sufrido cada bus de carga. La tabla se ha dividido según los dos escenarios analizados. Para cada bus de carga se hecho un cómputo independiente para cada una de las fases. En la cuarta columna se contabilizan conjuntamente los huecos y las interrupciones independientemente de si la carga se mantendría o no conectada ante esta situación. En la quinta el número total de huecos. En la sexta el número total de interrupciones y en la última columna el número de eventos que causan la desconexión de la carga según la curva ITIC. La tabla muestra que en las mismas condiciones de operación no hay grandes diferencias en el número de eventos independientemente de la fase. En el caso sin GD, los buses que más eventos sufren son los que tienen conectados aguas arriba un reconectador y aquellos que tienen alimentadores en derivación. El número de huecos es muy superior al número de interrupciones tal y como era de esperar. Si se comparan las proporciones de interrupciones/eventos estas son mayores en el caso de que el alimentador tenga instalado reconectador y alimentadores en derivación. Finalmente de todos los eventos sufridos de media en la red, el 54 % de ellos causan el fallo de la carga. En las cargas que tienen instalado reconectador aguas arriba este porcentaje asciende al 62 % y en los alimentadores que no tienen esta protección desciende al 48.33 %. Habría que concluir por tanto que desde el punto de vista de la CEE la presencia de un mayor número de protecciones disminuye los niveles de calidad. Es necesario matizar esta afirmación, porque si bien es cierto que la presencia de mayor número de protecciones hace que el número de huecos aumente y sean más severos, la acción de las protecciones puede favorecer la extinción de las faltas y por tanto la duración de las mismas y el número de actuaciones que se llevan cabo. Esto se debe a que al abrir los interruptores se está permitiendo que la falta se extinga. Este efecto no ha sido tenido en cuenta en las simulaciones. A pesar de ello los resultados son válidos ya que la principal función de las protecciones es que los daños producidos por las corrientes de cortocircuito en las instalación sean mínimos. En este estudio no se ha llevado a cabo un análisis del la fiabilidad de los equipos de la red ante la magnitud y el tiempo que éstos tienen que sufrir las corrientes de

cortocircuito, pero si este análisis se hiciese es de esperar que las líneas más protegidas estén sometidas a las solicitaciones de corriente por mucho menor tiempo que las menos protegidas. Esto evita el envejecimiento prematuro de los equipos y el daño permanente en casos faltas severas.

Red	Carga	fase	Eventos Totales	Huecos	Interrupciones	Eventos con fallo
Sin GD	Bus1	A	1127	885	242	692
		B	1068	827	241	680
		C	1112	865	247	686
	Bus2	A	1124	881	243	683
		B	1076	834	242	670
		C	1105	856	249	673
	Bus3	A	931	773	158	573
		B	841	690	151	512
		C	859	700	159	534
	Bus4	A	781	714	67	396
		B	704	639	65	348
		C	718	641	77	358
	Bus5	A	804	741	63	384
		B	715	652	63	340
		C	734	669	65	339
Con GD	Bus1	A	2167	1972	195	1277
		B	2149	1968	181	1295
		C	2117	1934	183	1271
	Bus2	A	1944	1912	32	1068
		B	1956	1926	30	946
		C	1866	1836	30	1085
	Bus3	A	1763	1501	262	1142
		B	1664	1396	268	1099
		C	1693	1424	269	1107
	Bus4	A	1448	1423	25	781
		B	1413	1387	26	739
		C	1328	1303	25	789
	Bus5	A	1698	1495	203	924
		B	1620	1414	206	888
		C	1626	1422	204	891

Tabla 6.8: Tipo de eventos y cantidad que soporta cada carga.

Cuando en la red hay presencia de GD el número de eventos recibidos por las cargas se duplica. La explicación está en las corrientes de cortocircuito que aporta la GD y que hace actuar a las protecciones descoordinadamente y en alimentadores sanos. Hay que destacar que el número de interrupciones que se registran en los buses de carga que no tienen próxima una GD aumenta considerablemente. La causa principal es que las faltas producidas en la red de AT ahora pueden hacer actuar al interruptor de cabecera por lo que desconecta la red causando interrupciones en todo la microrred. Si además actúan otras protecciones como los reconectores, los buses que tengan cerca la GD evitarán la interrupción y no aquellos que se habrán quedado aislados del cualquier fuente de energía. Otra de las causas de este aumento se debe a que las protecciones fallan al identificar el tipo de falta y actúan con la apertura de los tres interruptores para despejar faltas monofásicas. Así por ejemplo cuando se produce una falta monofásica en el alimentador 21, el reconector puede ver una corriente de falta mayor de 400 A debido al aporte de la GD y por lo tanto actuar abriendo la línea cuando lo que debería haber hecho es abrir la fase afectada. Por contra los buses de carga que tienen próxima GD disminuyen el número de interrupciones. La causa es que se ha permitido que la GD opere en isla. Esto no garantiza que las condiciones de operación en las cargas sean las adecuadas pero la interrupción pasa a ser un hueco de duración indefinida. En cuanto al número de eventos que causa fallo en el montante global es claramente superior, pero sólo el 57% de los eventos causan fallo en el global de la red lo que es ligeramente superior al caso sin GD. Es por ello que hay que concluir que la presencia de GD en la red y su operación en isla no ofrece un aumento de la CEE. La principal causa de este resultado hay que achacárselo al sistema de protección y al diseño de la red.

A partir del número de eventos sufridos en todas las cargas y de su caracterización se han elaborado las Fig. 6.27 y 6.28. Estos diagramas de barras representan las funciones de densidad de probabilidad de que un determinado tipo de hueco se produzca en una de las cargas. En la Fig. 6.27 la clase de evento que mayor probabilidades tiene de suceder es un hueco de tensión de magnitud media 42% de la tensión nominal y duración mayor de 10s. Las causas de este tipo de hueco se pueden buscar en la acción de los fusibles de protección de los transformadores de distribución, ya que la apertura de uno de ellos sólo supone el desequilibrio de las tres fases de la carga, o bien por faltas con bajas corrientes de cortocircuito que hacen actuar a las protecciones con la parte más lenta de las curvas de tiempo inverso. Este tipo de hueco supone una desconexión de la carga. También son más probables los huecos

que duran entre 1 y 3s. En esa franja se distribuyen varias barras que superan el valor 0.03. Por contra son poco probables los huecos de muy corta duración (0.01,0.1)s.

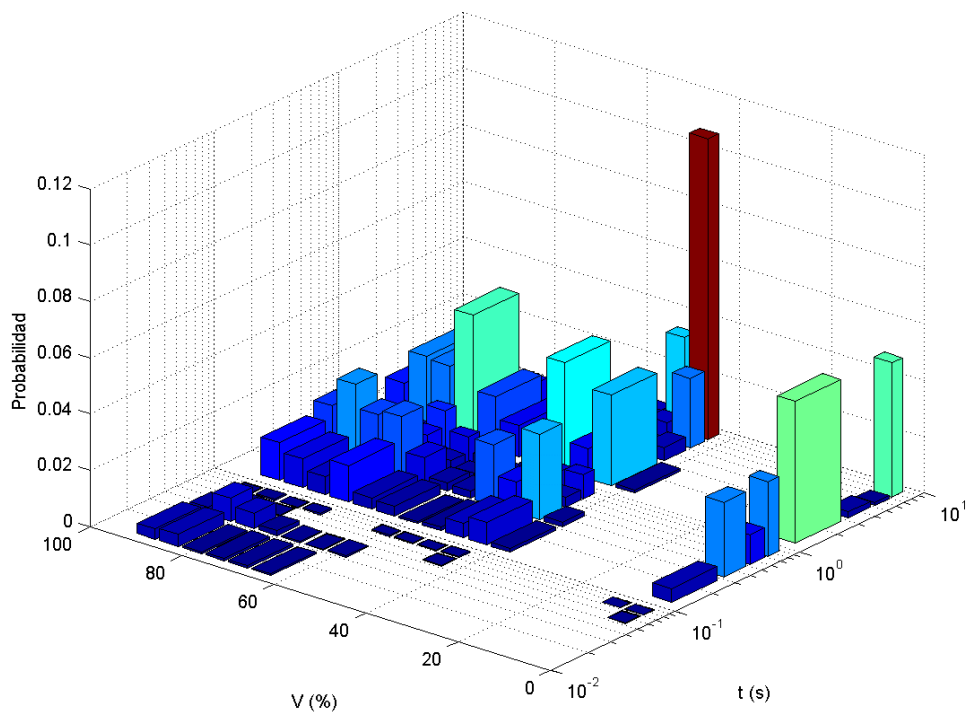


Figura 6.27: Gráfico de densidad de huecos de tensión.

En la Fig. 6.28 se muestra el caso con GD. La probabilidad de suceso de un evento se reparte entre los distintos tipos de eventos de una forma más equitativa que en el caso de huecos sin GD. Por eso el máximo de probabilidad en el caso sin GD supera el 0.1 y en el caso con GD no alcanza el valor 0.06. El evento con mayor probabilidad es la interrupción mayor de 10s. De hecho la mayor densidad de probabilidad se reparte entre los eventos que superan los 10s. Esto indica que la GD hace que los eventos sean más severos para las cargas. En la gráfica también se ve que ya no hay una zona sin huecos en la zona de los 20% y 40% de la tensión nominal como sucedía en el caso sin GD. La acción de los convertidores permite la aparición de huecos con estas características.

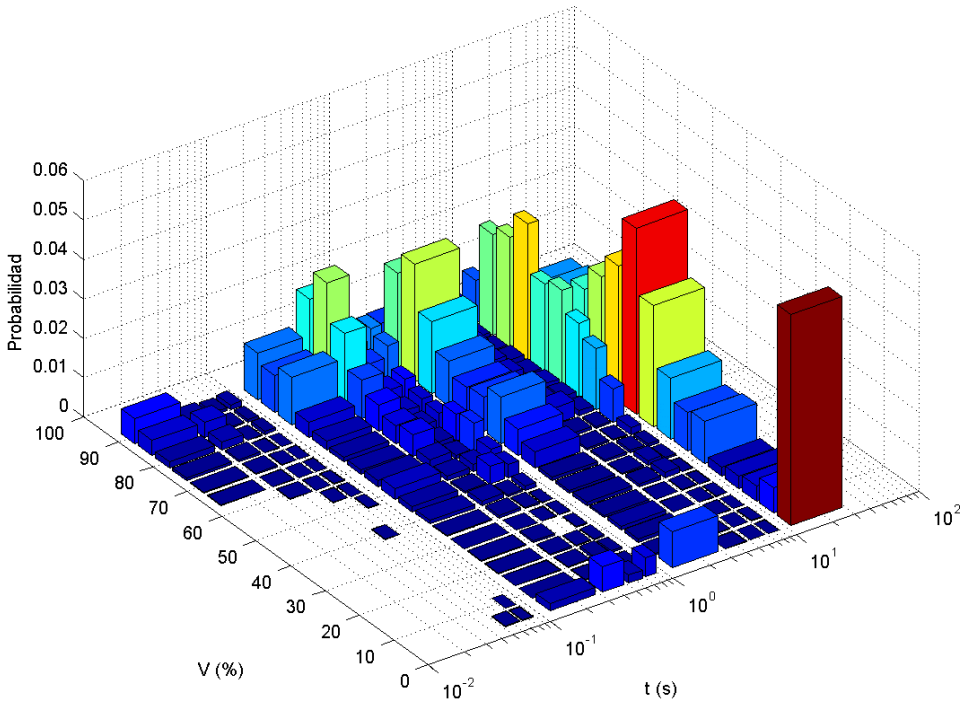


Figura 6.28: Gráfico de densidad de huecos de tensión con GD.

Teniendo en cuenta que el tiempo equivalente de monitorización de la red es igual a 700.3 años y los datos de la Tabla. 6.8 se ha elaborado la Tabla. 6.9. En ella se hace la estimación del número de huecos e interrupciones que tienen que soportar las cargas en ambos escenarios. Para el cálculo se ha seleccionado la fase del bus que tiene una mayor incidencia del evento que se trate. A la vista de los resultados se puede concluir que la incorporación de la GD en la red no aporta un beneficio en cuanto a la CEE. Si bien el incremento del número de eventos al año que provocan fallos en la carga no debe ser un valor inasumible por la carga pues el mayor aumento se produce en el bus 1 y no es mayor que un fallo más al año.

Red	Tipo	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Sin GD	Eventos/año	1.609	1.605	1.329	1.115	1.148
	Huecos/año	1.264	1.258	1.104	1.100	1.058
	Interrupciones/año	0.353	0.356	0.227	0.110	0.093
	Total fallos/año	0.988	0.975	0.818	0.565	0.548
Con GD	Eventos/año	3.094	2.763	2.517	2.068	2.425
	Huecos/año	2.816	2.750	2.143	2.032	2.135
	Interrupciones/año	0.278	0.046	0.384	0.037	0.294
	Total fallos/año	1.824	1.549	1.631	1.127	1.319

Tabla 6.9: Estimación del número de huecos trifásicos al año sufridos por las cargas.

6.7. Conclusiones

A lo largo del capítulo se han llevado a cabo el análisis del comportamiento de una red de distribución típica ante faltas y la evaluación de su CEE. A esa misma red se le ha incorporado una cantidad significativa de GD con unos controles avanzados y una estrategia de explotación que incluye la operación en isla y la formación de microrredes. El principal objetivo del análisis ha sido la estimación de la CEE desde el punto de vista estadístico, para conocer el impacto que la GD y la formación de islas pueden tener en las redes actuales. La justificación de este análisis por medio de la simulación estocástica se debe a que la monitorización no permite obtener márgenes de errores pequeños en tiempos y costes razonables. Para el cálculo se ha aplicado el método Monte Carlo. Para que los resultados que se obtienen sean buenos es necesario que el comportamiento de todos los componentes del sistema estén implementados al detalle. Debido a que la mayoría de los componentes no están disponibles en las librerías del programa de simulación seleccionado para el análisis (ATP), ha habido que desarrollarlos ex profeso.

La comprobación del comportamiento, ha permitido llevar a cabo un análisis que permite conocer, desde el punto de vista transitorio, cómo afecta la integración de la GD en la red. Después de someter al sistema a un proceso de cálculo que equivale a la monitorización de la red durante más de 700 años se ha podido concluir que la incidencia de la GD en la CEE de la red, con la sistemática actual de protecciones, es negativa. Si bien este impacto no es muy grande ya que supone como máximo una aumento de un fallo al año en las cargas. Sin embargo este impacto negativo

se ve compensado por una disminución de las pérdidas en las líneas y por un perfil más plano de tensiones ante las variaciones aleatorias de la carga. La presencia de GD en las cercanías de las cargas ha hecho disminuir considerablemente el número de interrupciones que estas sufren a causa de las faltas. Se ha identificado que el gran problema del aumento del número de eventos en las cargas se debe al sistema de protecciones y que, por tanto, con la reprogramación de las mismas mediante los diagramas presentados en el capítulo 4, o la sustitución de estos equipos por otros con una lógica más avanzada, se puede conseguir que el número de eventos que causan fallos en las cargas disminuya a valores como los que aparecen en el caso de la red tradicional e incluso inferiores.

Dado que las protecciones y el sistema de control de los convertidores tienen una influencia vital en la CEE, es necesario dirigir un especial esfuerzo en la mejora de estos dos apartados. Aunque se puedan hacer pruebas a nivel local y de tipo determinista, no se pueden conocer los niveles de calidad en la carga sin la realización de análisis como los planteados en este capítulo, porque la interacción entre todos los elementos es lo que permite conocer si el avance es bueno. Ya que como se ha comprobado por los resultados, la mejora de la eficiencia energética puede chocar con la mejora de la CEE.

7 Conclusiones y trabajos futuros

We know very little, and yet it is astonishing that we know so much, and still more astonishing that so little knowledge can give us so much power.

Science may set limits to knowledge, but should not set limits to imagination.

(Bertrand Arthur William Russell(1872 - 1970))

7.1. Conclusiones

A lo largo de los distintos capítulos de la tesis se han ido extrayendo conclusiones de cada uno de los distintos análisis que se han realizado. En este capítulo se hace una enumeración de estas conclusiones remarcando las aportaciones más significativas. Como tal enumeración, es sucinta y sin detenerse en los detalles que ya se han explicado en el resto de capítulos.

El principal objetivo de la tesis ha sido investigar el diseño de las futuras redes de distribución. Para ello el estudio se ha estructurado en cinco partes. La primera se compone de un estado del arte en el que se muestran los ejemplos más destacados de implementación de los nuevos conceptos que se están manejando. En la segunda se ha puesto como protagonista a la línea de distribución y se ha sometido a situaciones extremas de carga para conocer hasta qué puntos de operación se puede llevar la actual red de distribución. En la tercera parte el estudio se ha centrado en el sistema de protección, para saber cómo las nuevas condiciones afectan a éstas. En la cuarta parte el protagonista ha sido el convertidor estático de potencia. El estudio ha consistido en identificar y evaluar todas las funcionalidades y subsistemas asociados. La

última parte se ha centrado en hacer un estudio que pueda evaluar los sistemas de distribución en su totalidad sin por ello tener que incurrir en excesivas simplificaciones. Para ello se ha recurrido a la simulación estocástica y el método Monte Carlo, que han permitido una comparativa de dos redes. La primera representa los conceptos tradicionales y la segunda incorpora la **GD** con los sistemas de control analizados.

En base a cada una de estas partes se puede concluir:

- Desde el punto de vista del contexto económico y social.
 - Se ha mostrado que la sociedad exige modificaciones al sistema eléctrico en
 - Medio ambiente: esta es una tendencia a nivel mundial que abarca todos los sistemas creados por el hombre. Si bien es cierto que la industria eléctrica ha sido de las primeras en exigírsele un mayor compromiso en la reducción de la contaminación y del impacto de sus instalaciones.
 - Eficiencia: aunque siempre ha sido un objetivo de todos los sistemas eléctricos buscar la eficiencia, y entre las máquinas más eficientes construidas por el hombre están las máquinas eléctricas, consecuencia de las obligaciones medioambientales y del contexto económico los requisitos son mayores. El sistema eléctrico ha sufrido la liberalización de los mercados en los últimos años. Esto ha hecho que se considere a la electricidad como un producto. La competencia entre las empresas y las reglas de los mercados han hecho que se busque la mayor eficiencia posible, pues lleva asociada el menor coste.
 - Fiabilidad: El consumidor se ha vuelto extremadamente dependiente del producto electricidad. Valores de continuidad del suministro que hace una década se consideraban buenos ahora se consideran inaceptables. Es por ello que se requieren cambios tecnológicos que permitan alcanzar cuotas mayores de una continuidad del suministro, que ya de por sí bastante aceptable.

Fruto del compromiso con estas exigencias se han incorporado a los sistemas las **EERR**, con la esperanza de poder mejorar en los tres aspectos anteriores. Bajo el concepto de **GD**, las **EERR** han entrado en las redes de distribución con éxito, pero los técnicos están viendo que en un futuro muy próximo la **GD** puede causar problemas en el sistema. Para evitar

esto se ha lanzado el concepto de microrred, que trata de dar respuesta tecnológica a los desafíos propuestos por la GD. Se han identificado los proyectos más importantes a nivel mundial, que muestran el camino hacia lo que deberían ser las redes del futuro.

- Desde el punto de vista de la capacidad de la red.
 - En base a los resultados obtenidos se puede concluir que las líneas de distribución tiene una gran capacidad para soportar una variedad y cantidad muy amplia de cargas sin la necesidad de modificar su estructura. Aun así esta capacidad no es infinita y dado que
 - Las previsiones de crecimiento del consumo son altas.
 - En algunos casos estas líneas ya están sobreexplotadas.
 - La incorporación de la GD puede empeorar la situación.es necesario la tomar medidas para evitar el colapso.
 - En esta tesis se han identificado los extremos relativos en los que se puede llegar a operar la red para conseguir los mínimos en pérdidas y los máximos de aprovechamiento de las infraestructuras. Estos límites pueden ser alcanzables en el caso de que la GD tome parte en el objetivo.
 - Fruto del trabajo realizado también se han conseguido calcular los límites de operación de las actuales líneas teniendo en cuenta la influencia de la tensión. Estos límites se han representado mediante gráficos que permiten identificar los puntos de operación válidos para las líneas.
 - Como consecuencia del punto anterior la GD puede aportar un valor que no es exclusivamente la energía volcada en el sistema, sino que puede tomar parte para conseguir pérdidas mínimas y la estabilidad en el perfil de tensión según los gráficos recogidos en la tesis.
- Desde el punto de vista de el sistema de protecciones.
 - La faltas en la red provocan huecos de tensión. Estos huecos a su vez pueden provocar el fallo de la carga. Como se ha visto por los estudios realizados, el que el hueco sea de un tipo o de otro depende de factores como el tipo de falta, la resistencia de falta o el grupo de conexión de los transformadores entre otros. El sistema de protecciones tiene una gran influencia sobre el número y duración de los huecos. Por lo tanto se ha puesto de relieve que es un fenómeno muy complejo y de difícil estudio. En la tesis se han dado las herramientas que permiten su análisis.

- La incorporación de la GD modifica de forma importante los valores de las faltas. Es por ello que se ha llevado a cabo un estudio sistemático de las corrientes y las tensiones en una red de distribución. De este estudio se puede concluir que la GD modifica la corriente de cortocircuito y en muchos casos provoca la descoordinación de las protecciones. Se han generado gráficas que demuestran que el tipo de GD, su posición y su potencia tienen grados distintos de influencia en la descoordinación.
 - Dado que las faltas son un eco en la red y que la GD va a ir en aumento, en la tesis se ha propuesto un nuevo método que incorpora la sensibilidad de las cargas para la coordinación de las protecciones. La aplicación de este nuevo método tiene como resultado un gráfico con curvas que indican en que momento el sistema de protecciones causa desconexión de la carga.
 - Este nuevo método se ha aplicado tanto a un sistema sin GD como con ella mostrando de una forma sencilla y rápida la influencia que la GD puede tener en el sistema de protecciones.
- Desde el punto de vista del control y la electrónica de potencia.
 - Aunque la GD no tiene por que tener asociada una interface electrónica, esto suele ser lo habitual. La presencia del convertidor tiene muchas ventajas e inconvenientes que han sido analizadas.
 - En la tesis se han identificado las posibilidades que el uso de convertidores puede dar a la GD. El enfoque ha sido el orientar el uso de la potencia generada para dar valor al producto de la electricidad y no el tradicional de generar mayor cantidad. Así se han identificado usos para la mejora de la calidad de onda, mejora de la estabilidad transitoria, eliminación de resonancias, mejora de la estabilidad en tensiones...
 - Para explotar estas posibilidades es necesario el desarrollo de los controles del convertidor. En la tesis se ha presentado lo que consideramos la brecha tecnológica en cuanto al control primario del convertidor. En la exposición se han detallado todos los bloques de control del sistema primario y secundario. Estos sistemas han sido implementados y puestos a prueba intensivamente, dando buenos resultados tanto en su comportamiento transitorio como en su estabilidad.
 - Gracias a estos controles el convertidor adquiere la capacidad de ser modular y de estar listo para funcionar independientemente de las variables

del sistema. Se hace más autónomo, lo que es una característica imprescindible para el desarrollo del concepto de microrred.

- Se han estudiado las topologías de convertidores y se han analizado las influencias del convertidor como son las pérdidas por conmutación y la calidad de la forma de onda. En la tesis se han analizado las distintas técnicas de modulación que tiene el convertidor y se han dado las claves para la construcción de un algoritmo que combinando los distintos tipos de modulación alcance la eficiencia máxima.
- Desde el punto de vista del conjunto del sistema.
 - De lo expuesto en la tesis se puede concluir que no es un único factor por separado el causante de los problemas que la integración de la GD puede generar en las redes de distribución actuales, sino el conjunto de todos los factores aportados por cada elemento integrante de la red. Un aporte que puede ser considerado en una situación como ventajosa para uno de los elementos de la red, visto desde la perspectiva de otro elemento puede ser una desventaja. Es por ello que en la tesis se ha elaborado una metodología que permite la evaluación conjunta de todo el sistema.
 - En la tesis se ha diseñado un conjunto de bloques que permiten la simulación transitoria para la aplicación del método Monte Carlo. Entre los bloques que más destacan están las protecciones por no encontrarse de forma estándar en las librerías del ATP.
 - La metodología se ha aplicado a dos redes que únicamente se diferencian en la incorporación de GD. Se han identificado las variables aleatorias del sistema y se han propuesto funciones de densidad de probabilidad para su simulación. La GD integrada tiene implementados todos los sistemas de control estudiados en la tesis y se ha permitido su operación en isla.
 - Los resultados del análisis muestran que la GD mejora el perfil de tensiones que ven las cargas aunque los sistemas de control no tengan este objetivo y disminuyen las pérdidas en los alimentadores. Por contra hace aumentar el número de huecos e interrupciones que sufre la carga. Por tanto desde el punto de vista de la CEE, ésta se ve deteriorada. La pérdida de CEE no es muy grande y es muy probable que mediante la monitorización no fuese detectable.
 - Esta metodología da información tanto estadística como determinista de

todos los parámetros importantes de la red. Es tal la cantidad de información y detalles que puede arrojar, que en la tesis nos hemos visto obligados a restringir el estudio a unas cuantas señales, para evitar la extensión excesiva del texto. Es por ello que esta metodología se propone como la mejor herramienta para hacer una evaluación objetiva de los nuevos sistema que se incorporen a la red de distribución y la operación de la misma como microrredes.

7.2. Trabajos futuros

Los trabajos que se plantean a partir de la tesis se pueden agrupar en dos líneas de investigación. La primera corresponde al desarrollo de las funcionalidades del convertidor y la segunda a la simulación de sistemas de potencia. A continuación se enumeran algunas de las ideas que se pueden desarrollar.

- El convertidor.
 - Mejorar los algoritmos de control aquí presentados: se pueden realizar mejoras sobre todo en cuanto al control de la generación para tratar de que el reparto que se haga de las potencias activas y reactivas por parte del convertidor no sea un aspecto especificado por la constante de una recta, sino que trate de buscar el flujo de cargas óptimo en pérdidas o el óptimo del perfil de tensiones de la red de forma automática o mediante la comunicación con un puesto central. En el caso del control centralizado se podría hablar de control terciario y por tanto tratar de que la optimización sean variables económicas.
 - Desde el punto de vista de la topología del convertidor se podría explorar cual de las configuraciones existentes permiten una mejor integración de los nuevos servicios que ha de realizar la GD. En la tesis se ha mostrado en varias ocasiones que la GD puede ofrecer muchos servicios que en un mercado futuro pueden tener valor. Así se podría hablar de un mercado de reactiva para eliminar las deficiencias de estabilidad en determinadas zonas de la red de distribución. O para solucionar problemas de subtensiones provocados por la operación en isla de la microrred. O bien un mercado de la calidad de onda donde la GD se use como filtros activos y se les

bonifique por eliminar determinados armónicos emitidos por un conjunto de cargas que entran a determinadas horas del día y causan problemas. Incluso podrían ser usadas para modificar las corrientes de cortocircuito en el sistema para hacer más eficiente el sistema de protecciones. Para ello es necesario que la GD sea capaz de generar ondas de las tres secuencias (directa, inversa y homopolar) y no sólo a la frecuencia fundamental. Existen topologías de convertidores que muestran la viabilidad tecnológica, pero sólo se han explorado sus posibilidades para solucionar situaciones concretas y no la posibilidad de que el mismo convertidor emplee distintas estrategias en función de las circunstancias de la red. Esto abre muchas vías para hacer a las microrredes mucho más flexibles y tratar algunos de los problemas identificados.

- Otro trabajo es la realización óptima de la sincronización, tanto de cada una de las unidades de GD presentes en la microrred, como la de la propia microrred con el sistema.
- Simulación de sistemas eléctricos de potencia.
 - Se plantea la posibilidad de aplicar la metodología aquí expuesta para la evaluación de la CEE, para realizar un estudio paramétrico que encuentre los valores de los relés de las protecciones que obtengan el mínimo de interrupciones recibidas por las cargas. Así se podrían identificar algoritmos que ajusten automáticamente los parámetros de tiempo inverso o el tiempo entre reconexiones.
 - Otra posibilidad es la de tratar de encontrar algún patrón que indique si la posición y la cantidad de potencia instalada en la red puede hacer disminuir el número de eventos que sufren las cargas.
 - Otro desafío que se puede abordar, es la construcción de un modelo complejo donde se operen varias microrredes con una red de transporte común. Si se permite a las microrredes trabajar en isla y hacer conexiones y desconexiones en función de criterios como la continuidad del suministro o la minimización de pérdidas, es más que probable que aparezcan problemas de estabilidad a los cuales habrá que proponer solución. También habrá que ver a qué solicitaciones se somete la red de AT y la forma en cómo ha de operar su sistema de protecciones.

A Modelo de línea

En este apéndice se da una breve introducción de la teoría de líneas eléctricas y se explican brevemente los parámetros que las caracterizan. El propósito es describir las ecuaciones que relacionan las variables que son objeto de estudio en el capítulo 3.

Las líneas eléctricas se caracterizan básicamente por cuatro parámetros a lo largo de su longitud: la resistencia R , la inductancia L , la capacidad C y la conductancia G . Estos parámetros los da el fabricante o se pueden estimar a partir de la geometría y materiales del cable o conductor. En el caso más general se establecen dos matrices, la que corresponde a los parámetros en serie (resistencia e inductancias propias y mutuas) y los parámetros en paralelo (capacidades y conductancias). Este modelo se usa para análisis en regímenes no sinusoidales y sistemas desequilibrados. En nuestro caso al asumir régimen estacionario y equilibrado, la línea se puede representar por un equivalente monofásico.

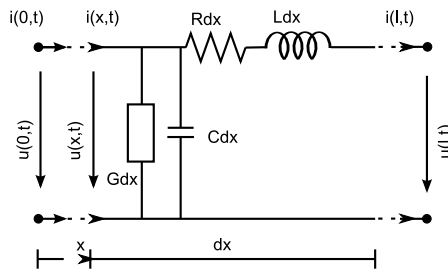


Figura A.1: Modelo de línea de parámetros distribuidos.

En él se asume que los parámetros están distribuidos uniformemente a lo largo de toda la longitud de la línea, tal y como muestra la Fig. A.1. R , L , C y G son los parámetros por unidad de longitud y dx es un diferencial de longitud. A partir

de este modelo se pueden sacar las ecuaciones telegrafistas (A.1) que relacionan la variación de la tensión y la corriente a lo largo de la línea.

$$\begin{aligned}\frac{\partial u}{\partial x} &= - \left(Ri + L \frac{\partial i}{\partial t} \right) \\ \frac{\partial i}{\partial x} &= - \left(Gu + C \frac{\partial u}{\partial t} \right)\end{aligned}\tag{A.1}$$

Las ecuaciones en derivadas parciales (A.1) indican que las corrientes y las tensiones varían con el tiempo y la distancia. Al asumir condiciones de régimen estacionario, las tensiones y corrientes se pueden escribir como

$$\begin{aligned}u(x, t) &= \text{Real}(\mathcal{U}(x)e^{j\omega t}) \\ i(x, t) &= \text{Real}(\mathcal{I}(x)e^{j\omega t})\end{aligned}\tag{A.2}$$

donde $\mathcal{U}(x)$ e $\mathcal{I}(x)$ son fasores de tensión e intensidad que dependen únicamente del espacio (se renombran como \mathcal{U}_x e \mathcal{I}_x para simplificar) y ω es la pulsación de las ondas. Al sustituir (A.2) en (A.1) se obtiene

$$\begin{aligned}\frac{\mathcal{U}_x}{dx} &= -z \cdot \mathcal{I}_x \\ \frac{\mathcal{I}_x}{dx} &= -y \cdot \mathcal{U}_x\end{aligned}\tag{A.3}$$

donde z es la impedancia serie e y es la admitancia paralelo que vienen dadas por

$$z = R + j\omega L \quad (\Omega/m) \quad y = G + j\omega C \quad (S/m)\tag{A.4}$$

si se seleccionan como condiciones de contorno las tensiones y corrientes en cabecera (\mathcal{U}_0 e \mathcal{I}_0) se obtienen a partir de (A.3)

$$\begin{aligned}\mathcal{U}_x &= \cosh(\gamma x)\mathcal{U}_0 - Z_c \sinh(\gamma x)\mathcal{I}_0 \\ \mathcal{I}_x &= \frac{-1}{Z_c} \sinh(\gamma x)\mathcal{U}_0 + \cosh(\gamma x)\mathcal{I}_0\end{aligned}\tag{A.5}$$

donde Z_c es la impedancia característica o natural de la línea

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (\Omega)\tag{A.6}$$

γ es la constante de propagación con dimensiones de m^{-1} . La parte real se conoce como constante de atenuación y la parte imaginaria como constante de fase o distorsión.

$$\gamma = \sqrt{z \cdot y} \quad m^{-1} \quad (\text{A.7})$$

Si a (A.5) se particulariza para una longitud de línea ($x=l$) y se invierte la relación. Se pueden escribir las ecuaciones como un cuadripolo de parámetros

$$\begin{pmatrix} \mathcal{U}_0 \\ \mathcal{I}_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathcal{A} & \mathcal{B} \\ \mathcal{C} & \mathcal{D} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathcal{U}_l \\ \mathcal{I}_l \end{pmatrix} \quad (\text{A.8})$$

donde \mathcal{U}_l es la tensión al final de línea e \mathcal{I}_l es la corriente demanda por la carga ($x=l$). \mathcal{A} , \mathcal{B} , \mathcal{C} y \mathcal{D} son coeficientes que valen

$$\begin{aligned} \mathcal{A} &= \mathcal{D} = \cosh(\gamma l) \\ \mathcal{B} &= Z_c \cdot \sinh(\gamma l) \\ \mathcal{C} &= \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma l) \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

Con (A.8) y los parámetros (A.9) queda definido el modelo matemático de línea de parámetros distribuidos. A partir de simplificaciones matemáticas se obtiene el modelo de la Fig. A.2, cuyos valores de impedancia serie y admitancia paralelo son

$$Z_{\Pi} = Z_c \sinh(\gamma l) \quad Y_{\Pi} = \frac{1}{Z_c} \operatorname{tag}h\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (\text{A.10})$$

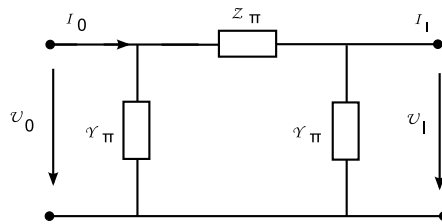


Figura A.2: Modelo Π de una línea.

en el caso de que la línea sea corta se pueden asumir las siguientes simplificaciones

$$\sinh(\gamma l) \approx \gamma l \quad \operatorname{tgh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \approx \frac{\gamma l}{2} \quad (\text{A.11})$$

con lo cual el modelo se puede simplificar por un modelo de parámetros concentrados con valores

$$\begin{aligned} Z_{\Pi} &\approx Z_c \gamma l = z l = Z \\ Y_{\Pi} &\approx \frac{1}{Z_c} \frac{\gamma l}{2} = \frac{y l}{2} = \frac{Y}{2} \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

donde Z_{Π} e Y_{Π} son la impedancia y admitancia totales de la línea. Habitualmente se desprecia la conductancia por lo que $Y_{\Pi} = j\omega C$. Con (A.12) se pueden calcular los parámetros para el cuadripolo en el modelo en Π .

$$\begin{aligned} \mathcal{A} &= \mathcal{D} = 1 + Z_{\Pi} \cdot Y_{\Pi} \\ \mathcal{B} &= Z_{\Pi} \\ \mathcal{C} &= Y_{\Pi} [2 + Z_{\Pi} + Y_{\Pi}] \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Si se desprecian las corrientes capacitivas que se derivan a tierra. El modelo queda reducido a la impedancia serie (Fig. A.3) y los valores del cuadripolo son:

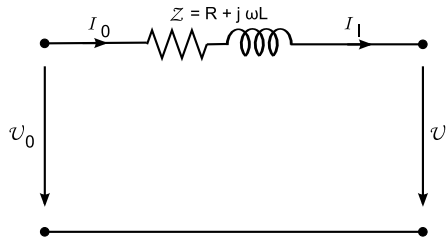


Figura A.3: Modelo de impedancia serie de la línea.

$$\begin{aligned} \mathcal{A} &= \mathcal{D} = 1 \\ \mathcal{B} &= Z \\ \mathcal{C} &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Cualquiera de los tres modelos matemáticos (distribuidos, Π o impedancia) es válido en régimen estacionario. Ya que ofrecen prácticamente las mismas respuestas en el cálculo de la magnitud de corriente y tensión. En el cálculo de la potencia sólo hay diferencias cuando se aplica el modelo de impedancia, pues al no tener en cuenta los parámetros transversales de la línea, se producen desviaciones en el cálculo de la potencia reactiva puesta en juego por la línea.

B Cambio en el sistema de explotación

B.1. Introducción

Este apéndice trata sobre la posibilidad de modificación del régimen de explotación de la red de distribución de CA a CC. La posibilidad de cambio se justifica por los beneficios que puede acarrear y por las nuevas tecnologías de convertidores que pueden llevarla a cabo. A lo largo del mismo se establece una comparativa de cómo se comporta un alimentador de distribución, cuando se opera con CA o con CC. Para ello, considerando que el alimentador es el mismo, que se reconvierte a CC, y que la potencia a transportar también es la misma, se realiza una comparación de las pérdidas y la corriente en ambos casos.

B.2. Comparativa

La potencia de pérdidas en el alimentador con corrientes y tensiones equilibradas se pueden calcular como

$$P_{p3ca} = 3RI_{3ca}^2 \quad (\text{B.1})$$

donde R es la resistencia de un cable e I_{ca3} es módulo de la corriente en una de las fases de un sistema trifásico equilibrado de CA. El tres indica que son tres el número de conductores por los cuales circula corriente. Hay que tener en cuenta que la transmisión de potencia reactiva aumenta el módulo de la corriente y por tanto también las pérdidas de la línea. Para poder ver directamente esta influencia se puede poner (B.1) en función de la potencia transmitida.

$$I_{ca3} = \frac{P}{\sqrt{3}U_L \cos\varphi} \quad (\text{B.2})$$

resultando

$$P_{p3ca} = R \frac{P^2}{U_L^2 \cos^2\varphi} \quad (\text{B.3})$$

I_{ca3} Módulo de la corriente en una de las fases de un sistema trifásico equilibrado de CA.

P es la potencia activa entregada a la carga, igual para todos los sistemas que se estudian en este apartado.

U_L es la tensión de línea entre las fases.

P_{p3ca} es la potencia de pérdidas en una línea trifásica de CA.

φ ángulo de desfase entre la señal de tensión y corriente.

En el caso monofásico se obtienen expresiones similares

$$\begin{aligned} I_{ca1} &= \frac{P}{U_F \cos \varphi} \\ P_{p1ca} &= 2R \frac{P^2}{\cos^2 \varphi U_F^2} \end{aligned} \quad (\text{B.4})$$

I_{ca1} Módulo de la corriente en una de las fases de un sistema monofásico de CA.

U_F es la tensión de fase.

P_{p3ca} es la potencia de pérdidas en una línea monofásica de CA.

Cuando el sistema se opera en CC la potencia de pérdidas es

$$P_{pcc1} = 2RI_{cc1}^2 \quad (\text{B.5})$$

P_{pcc1} es la potencia de pérdidas en la línea con la configuración de la Fig. B.1a.

I_{cc1} es la corriente en CC que circula por cada uno de los polos de la Fig. B.1a.

La corriente se puede calcular en base a la potencia solicitada por la carga

$$I_{cc1} = \frac{P}{U_{cc}} \quad (\text{B.6})$$

U_{cc} tensión continua de alimentación.

Dado que lo que se pretende es conocer qué impacto tiene el uso de la operación en CC en las actuales infraestructuras, hay que tener en cuenta el número de conductores que se tiene en la instalación. En las instalaciones de MT se suelen disponer tres conductores, uno por fase. Cuando la instalación es de BT, a estos tres se añade el neutro. A modo de ejemplo en la Fig. B.1 se muestra la sección de dos cables y

cómo se pueden usar éstos en un sistema de **CC**. El conductor marcado con **PT** es el neutro de un sistema bipolar en **CC**, aunque también se podría operar con un sistema monopolar evitando el uso de uno de los conductores, sin embargo dado que las instalaciones de **CA** lo poseen, se debe usar ya que este sistema de **CC** ofrece más prestaciones al usuario final

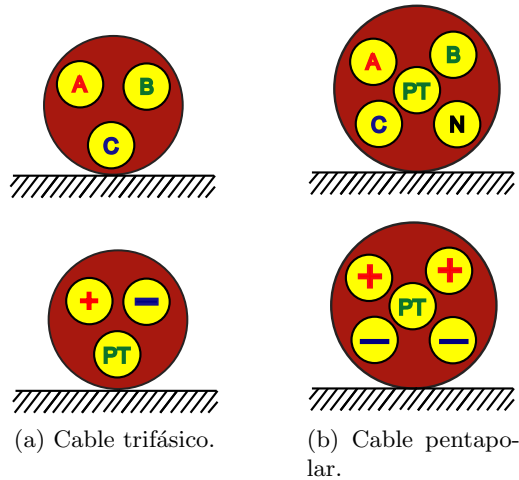


Figura B.1: Agrupaciones de cables en una instalación de MT.

La potencia en la línea de la Fig. B.1a se calcula según (B.5). Para la situación de la Fig. B.1b se asume que la carga se reparte entre los dos conductores de cada polo, quedando

$$\begin{aligned}
 P_{pcc2} &= 4RI_{cc2}^2 \\
 I_{cc2} &= \frac{1}{2} \frac{P_{cc}}{U_{cc}}
 \end{aligned}
 \tag{B.7}$$

P_{pcc2} es la potencia de pérdidas en la línea con la configuración de la Fig. B.1b.

I_{cc2} es la corriente en **CC** que circula por cada uno de los polos de la Fig. B.1b.

Como resumen se expone en la Tabla B.1 las expresiones para las corrientes y tensiones de cada uno de los sistemas estudiados. Para poder comparar los cuatro

sistemas en estudio se establecen los cocientes ente las corrientes y potencias en cada sistema según se muestra en la Tabla B.2.

Sistema	Corriente	$P_{perdidas}$
Monofásico (<i>ca1</i>)	$\frac{P}{U_F \cos \varphi}$	$2R \left(\frac{P}{U_F \cos \varphi} \right)^2$
Trifásico simple (<i>ca3</i>)	$\frac{P}{3U_F \cos \varphi}$	$\frac{R}{3} \left(\frac{P}{U_F \cos \varphi} \right)^2$
CC y 1 cable por polo (<i>cc1</i>)	$\frac{P}{U_{cc}}$	$2R \left(\frac{P}{U_{cc}} \right)^2$
CC y 2 cables por polo (<i>cc2</i>)	$\frac{1}{2} \frac{P}{U_{cc}}$	$R \left(\frac{P}{U_{cc}} \right)^2$

Tabla B.1: Expresiones de las corrientes y potencias para los sistemas de cables.

$\frac{Sistema1}{Sistema2}$	Corriente	$P_{perdidas}$
$\frac{ca3}{ca1}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{6}$
$\frac{cc1}{ca1}$	$\frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi)$	$\left(\frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi) \right)^2$
$\frac{cc2}{ca1}$	$\frac{1}{2} \frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi)$	$\frac{1}{2} \left(\frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi) \right)^2$
$\frac{cc1}{ca3}$	$3 \frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi)$	$6 \left(\frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi) \right)^2$
$\frac{cc2}{ca3}$	$\frac{3}{2} \frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi)$	$3 \left(\frac{U_F}{U_{cc}} \cos(\varphi) \right)^2$
$\frac{cc2}{cc1}$	$\frac{1}{2}$	2

Tabla B.2: Cocientes de corrientes y potencias de pérdidas para los sistemas estudiados.

En la selección de la tensión de operación se pueden tener en cuenta varios factores, pero en cualquier caso esta tensión no ha de ser superior a la que puede soportar el aislante sin perforarse. La tensión de operación de cada uno de los polos del sistema en **CC** podría ser superior al de **CA** sin causar problemas de funcionamiento, ni una reducción de su vida útil. La experiencia en **ATCC** nos indica que la separación de conductores aéreos para no superar la rigidez dieléctrica del aire es menor con **CC** que con **CA** a la misma tensión de operación. Esto quiere decir que hace falta una

mayor tensión **CC** que su equivalente en **CA** para hacer saltar el arco eléctrico. En el caso de cables, la polarización del aislante por la **CC** puede ocasionar unas condiciones de mayor esfuerzo en las capa interiores del cable. Éste gradiente no uniforme del campo eléctrico se iguala cuando se aumenta la tensión de operación. Por contra cuando la temperatura del cable es muy alta, la rigidez dieléctrica del cable disminuye drásticamente [143]. Para comparar los diferentes sistemas nos basta con fijar un límite superior lo suficientemente conservador como para asegurarnos de que la instalación no deja de funcionar por fallo del aislante. Se puede establecer este límite igual al valor de pico de la onda sinusoidal. Sustituyendo $U_{cc} = \sqrt{2}U_F$ se obtienen las Fig. B.2 y B.3 en las que se han representado las funciones de los cocientes de corrientes y potencias de pérdidas para los cuatro casos en los que se comparan los sistemas de **CA** con los de **CC**.

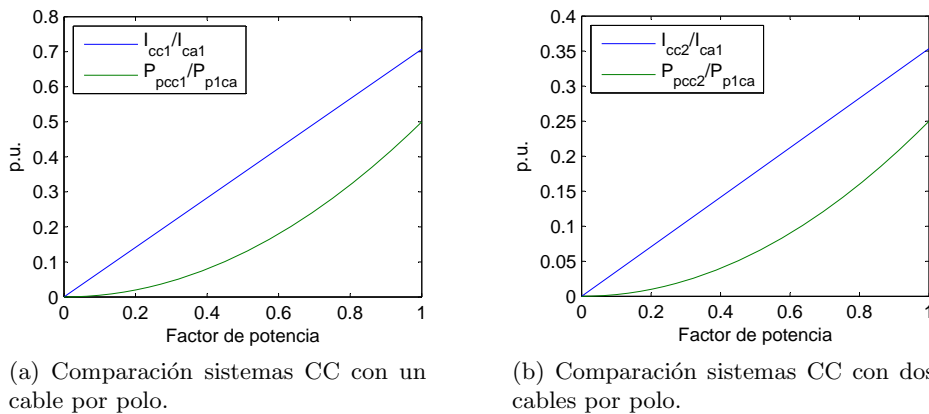
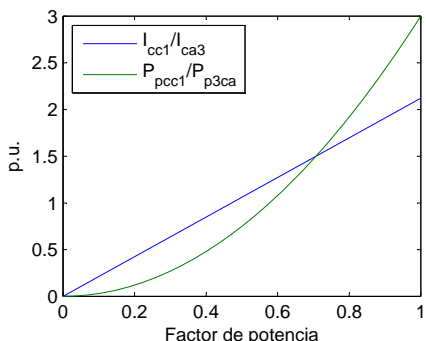


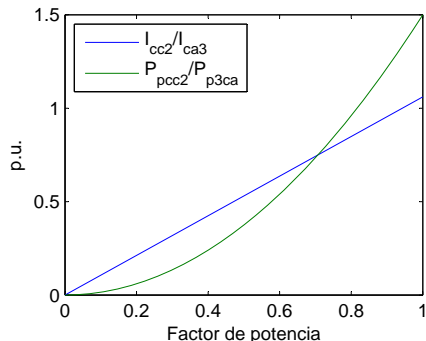
Figura B.2: Cocientes de corriente y potencia de pérdidas en las líneas respecto al sistema monofásico de CA.

En la Fig. B.2a las relaciones de corriente y potencia son siempre menores que la unidad, lo que significa que para transportar la misma potencia activa a la carga, independientemente de la potencia reactiva que consuma ésta en el sistema monofásico de **CA**, el sistema de transporte de **CC** con un cable por polo es más eficiente que el sistema monofásico. Lo mismo sucede con el sistema de dos cable por polo (Fig. B.2b), pero en este caso las diferencias son mayores. Las pérdidas en potencia del sistema

monofásico de CA cuando la carga es resistiva pura se duplican en el primer caso y llegan hasta cuatro veces más en el segundo. Hay que tener en cuenta que la cantidad de cobre en los sistemas en continua son mayores.



(a) Comparación sistemas CC con un cable por polo.



(b) Comparación sistemas CC con dos cables por polo.

Figura B.3: Cocientes de corriente y potencia de pérdidas en las líneas respecto al sistema trifásico de CA.

Cuando se comparan los sistemas de CC con el sistema trifásico se obtienen las Fig. B.3a y Fig. B.3b. La potencia de pérdidas es mayor en los sistemas de CC a partir de un determinado valor de FP en la carga. En el caso de un cable por polo, para valores del FP superiores a 0.57, las pérdidas son mayores. En el caso de dos cables por polo las pérdidas son menores para FP inferiores a 0.82. Estos límites son debidos a que el sistema trifásico hace un mejor aprovechamiento de la sección de los conductores cuando la corriente que circula por él está en fase con la tensión. En principio puede parecer que dado que el sistema trifásico se opera con FP altos, la conversión de la instalación para uso en CC no presenta una ventaja. Pero hay que tener en cuenta varios aspectos en los que si presenta una ventaja. Entre estos factores se encuentran:

- El FP de las cargas.
- La longitud de la línea.
- Los niveles de tensión

Facto de potencia en la carga	CC 1 cable/polo U_{cc}	CC 2 cable/polo U_{cc}
0.7	19.7	13.9
0.75	21.1	14.9
0.8	22.5	15.9
0.85	23.9	16.9
0.9	25.6	17.9
0.95	26.8	18.9
1	28.1	19.9

Tabla B.3: Tensiones de CC mínimas que garantizan una eficiencia igual a la de un sistema trifásico equilibrado de 11.5/20 kV.

Las cargas electrónica y no lineales presentan por naturaleza bajos FP, que se suelen corregir en base a filtros de armónicos y sofisticados sistemas activos de compensación, por lo cual el uso de la CC puede aportar una simplificación de estos equipos sin incurrir en una penalización por pérdidas. En cuanto al segundo factor hay que poner de relieve que cuanto mayor es la longitud del cable peor es la transmisión en CA. La potencia máxima que puede transportar un cable de distribución en función de su distancia se muestra en la Fig. 3.32. Esto significa que cuando se pretenden transportar grandes potencias a grandes distancias el sistema CC ofrece una gran ventaja. Este es el caso de parques de generación eólica o zonas rurales con grandes consumos (explotaciones agropecuarias) alejadas de los puntos de generación. Por último como ya se mencionó anteriormente el nivel de tensión de CC con el que se puede operar las actuales instalaciones de distribución puede ser superior al valor de pico de la tensión sinusoidal con la consiguiente reducción de pérdidas. El objetivo por tanto es buscar los niveles de tensión CC a partir de los cuales la eficiencia es igual al del sistema trifásico equilibrado de CA. En la Tabla. B.3 se muestran estos valores teniendo en cuenta:

- Sistema trifásico con tensiones 11.5/20 kV.
- Misma potencia transmitida en las dos instalaciones.
- Misma longitud de cables.
- Varios FP en la carga del sistema trifásico.

Para su confección se han usado las expresiones de los cocientes de pérdidas de la Tabla B.2.

B.3. Discusión

Debido a la influencia que la distancia tiene a la hora de alcanzar el máximo de potencia transmisible en CA y la disminución de pérdidas que en algunos casos tiene la distribución de CC se ha comparado el sistema en CA con los sistema con el monofásico y el trifásico de CA, encontrando que:

- El sistema de distribución trifásico es muy eficiente y únicamente puede competir el sistema de distribución en CC si se opera en unos límites de mayor tensión de operación, mayor potencia de transmisión o mayor distancia.
- Los bajos FP de las cargas electrónicas o la asimetría de las tensiones de distribución, son puntos a favor de la adopción del sistema de CC a expensas de que se pueda conocer mejor la forma de valorar las pérdidas en regímenes no sinusoidales.
- La infraestructura trifásica actual se puede adaptar para su operación en CC sin dificultad, respecto al cableado de la red de distribución.
- El uso de convertidores de potencia que hagan las veces de transformadores, puede conseguir que la operación de la red de distribución sea más flexible y que se consiga por tanto más fácilmente el óptimo en potencia transmitida o pérdidas.

C Cálculo de corrientes de cortocircuito. Regímenes de neutro

El cortocircuito es uno de los fenómenos eléctricos más estudiados debido a las repercusiones económicas que tiene. Fundamentalmente causan el deterioro de los equipos e instalaciones, e interrumpen el suministro de la energía eléctrica por periodos muy variables. Los cortocircuitos se generan en su mayoría por faltas en la red y generan principalmente dos fenómenos eléctricos: un aumento de la corriente y una disminución de la tensión. La Fig. C.1 muestra una instalación trifásica con una falta en uno de sus alimentadores. Esta gráfica nos permite definir los tipos de faltas en función de las fases afectadas, tomando como referencia la tensión en el PCC.

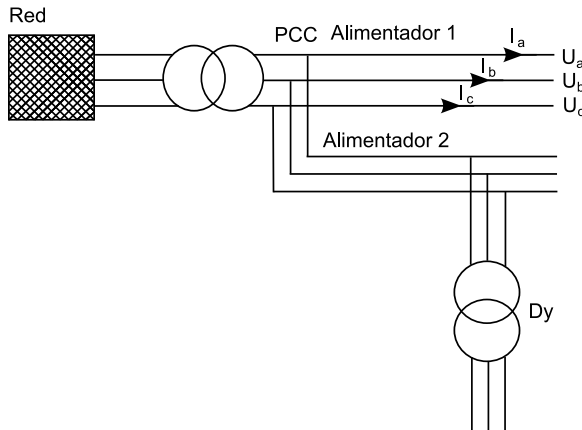


Figura C.1: Esquema básico de una instalación trifásica de distribución.

Falta trifásica: en el caso de que la falta tenga contacto con tierra, se cumplen (C.1) y (C.2)

$$U_{ab} = U_{bc} = U_{ca} = 0 \quad (C.1)$$

$$U_a = U_b = U_c = 0 \quad (\text{C.2})$$

Falta fase-tierra: se asume que la corriente de cortocircuito es mucho mayor en comparación con la corriente nominal de la carga, luego para el análisis se asimila que el sistema está en vacío. Por ello se puede escribir las siguientes ecuaciones en el caso de que la falta se produzca en la fase A.

$$U_a = 0 \quad I_b = I_c = 0 \quad (\text{C.3})$$

Falta fase-fase sin contacto a tierra: si la falta se produce entre las fases b y c se cumple (C.4)

$$\begin{aligned} U_{bc} = 0 \quad \rightarrow \quad & U_b = U_c \\ & I_a = 0 \\ & I_b = -I_c \end{aligned} \quad (\text{C.4})$$

Falta fase-fase tierra: al igual que en el caso anterior se asume que la falta se ha producido entre las fases b y c

$$\begin{aligned} U_{bc} &= 0 \\ U_c &= 0 \\ I_a &= 0 \end{aligned} \quad (\text{C.5})$$

En la Fig. C.2 se muestra un esquema simplificado, para el estudio de las corrientes y tensiones de cortocircuito en un sistema radial. En este apartado nos centraremos únicamente en las corrientes de cortocircuito que son la base para la coordinación de las protecciones en las redes.

Las faltas se pueden clasificar también en función de si son equilibradas (los mismos valores de corrientes y tensiones desfasados 120° en las tres fases; falta trifásica) o desequilibradas (faltas monofásica y bifásica). En el caso de que la falta sea desequilibrada, el cálculo de las corrientes se hace mediante la descomposición en componentes simétricas. Para ello se aplica la transformada de Stokvis-Fortescue cuyas

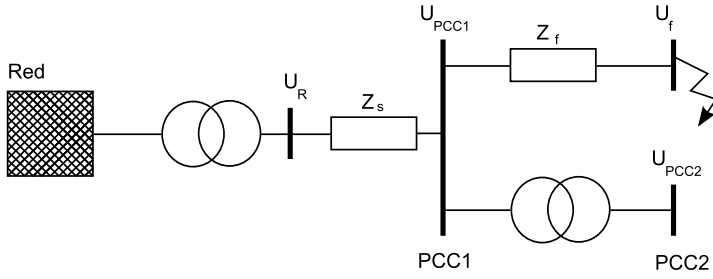


Figura C.2: Esquema de impedancias de una instalación radial de distribución.

transformación directa es (C.6) y su transformación inversa (C.7).

$$F = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{C.6})$$

$$F^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{C.7})$$

donde a es el fasor de módulo la unidad y 120° de desfase $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$. Algunas de las propiedades de este fasor son.

$$a^2 = a^* \quad a^3 = 1 \quad 1 + a + a^2 = 0 \quad (\text{C.8})$$

La transformada de Stockvis-Fortescue diagonaliza matrices circulantes [74], los elementos de la diagonal principal son los valores de cada una de las secuencias. Como ejemplo se muestra en (C.9) la aplicación de la transformación a una matriz C .

$$\begin{aligned} C_{sec} &= F \cdot C \cdot F^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 & c_2 & c_3 \\ c_3 & c_1 & c_2 \\ c_2 & c_3 & c_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} c_1 + c_2 + c_3 & 0 & 0 \\ 0 & c_1 + a^2 \cdot c_2 + a \cdot c_3 & 0 \\ 0 & 0 & c_1 + a \cdot c_2 + a^2 \cdot c_3 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{C.9})$$

Una vez aplicada la transformación se obtienen los valores de los tres elementos de la diagonal que son conocidos como secuencia directa (1), secuencia inversa (2) y secuencia homopolar (0). El valor de la secuencia directa e inversa representan dos grupos de tres fasores desfasados entre sí 120° , con orden de secuencia distinta. El valor de la homopolar representa un grupo de tres fasores con el mismo módulo, sentido y dirección que el dado por el valor complejo.

Para elementos como las líneas y las cargas, las redes de secuencia se pueden asimilar a simples impedancias de valor determinado. Si no existen máquinas rotatorias en el sistema, lo más frecuente es que coincidan los diagramas de secuencia directa e inversa. El diagrama de secuencia homopolar tiene que ver con el paso de las corrientes por el sistema de puesta a tierra. Durante un cortocircuito estas corrientes se puede ver bloqueadas o permitidas por el sistema de puesta a tierra utilizado en la instalación o los grupos de conexión de los transformadores. Los sistemas de puesta a tierra y su influencia en las corrientes de cortocircuito se explican en el apartado C.1.

Tomando como referencia el transformador trifásico en la Fig. C.3 se muestra el diagrama de secuencia directa que coincide con el de secuencia inversa. En muchos casos la impedancia de magnetización $Z_{m,1}$ se puede despreciar por ser varios ordenes de magnitud superior a la suma de las impedancias serie y por ello se simplifica el circuito al mostrado en la Fig. C.3b. Para cada tipo de régimen de neutro se obtiene un diagrama de secuencia homopolar distinto. Estos diagramas se muestran en la Fig. C.4.

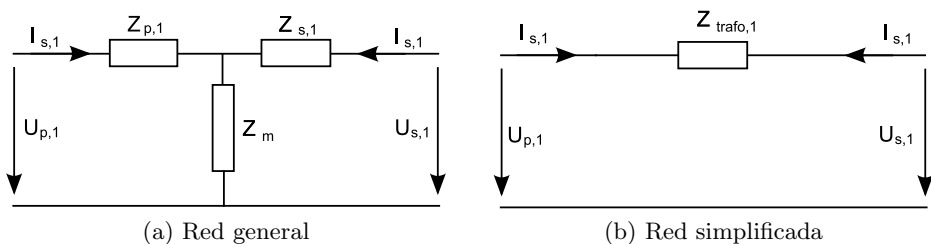


Figura C.3: Redes de secuencia directa e inversa de un transformador.

Aplicando la transformación a cada uno de los elementos trifásicos de la red se

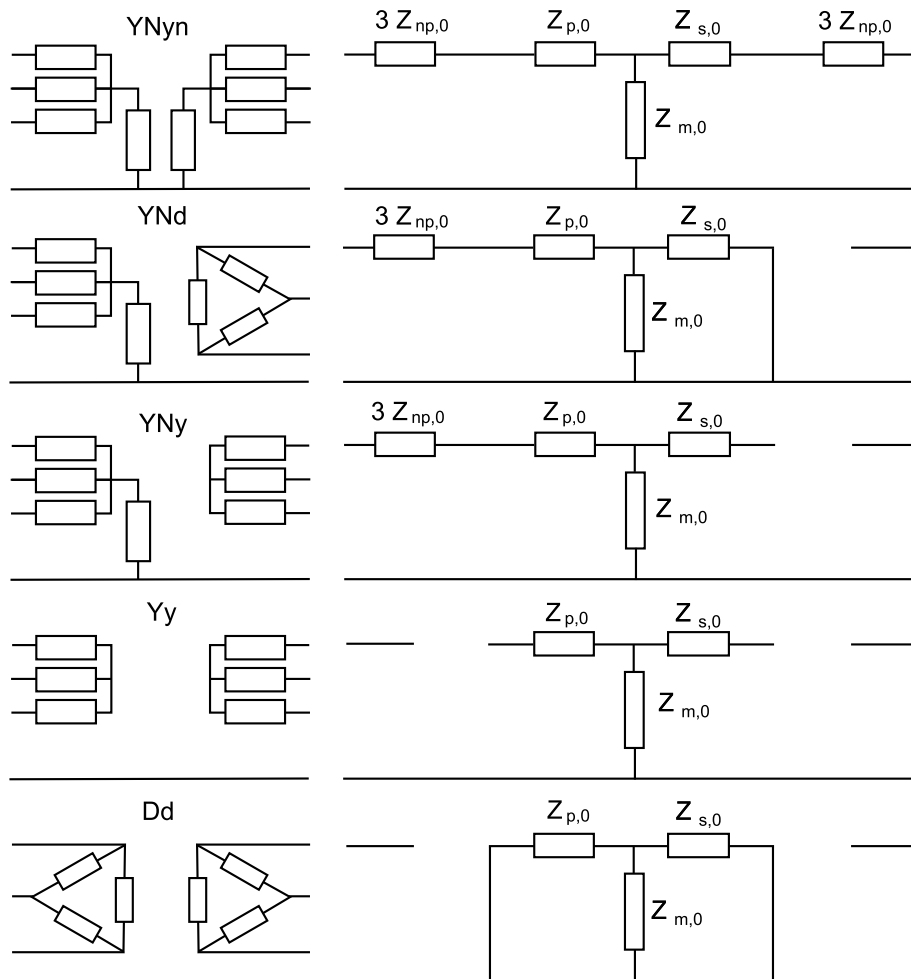


Figura C.4: Redes de secuencia homopolar de un transformador.

crean las redes de secuencia directa inversa y homopolar. En la Fig. C.5 se muestran las redes de secuencia al aplicar la transformada a la Fig. C.2. Se ha asumido el modelo simplificado del transformador y que el régimen de neutro es rígido a tierra (transformador YNyn). Se ha sumado la impedancia del transformador AT/MT con la del equivalente de red (impedancia Z_s). También se ha considerado que el trans-

formador en derivación no está conectado.

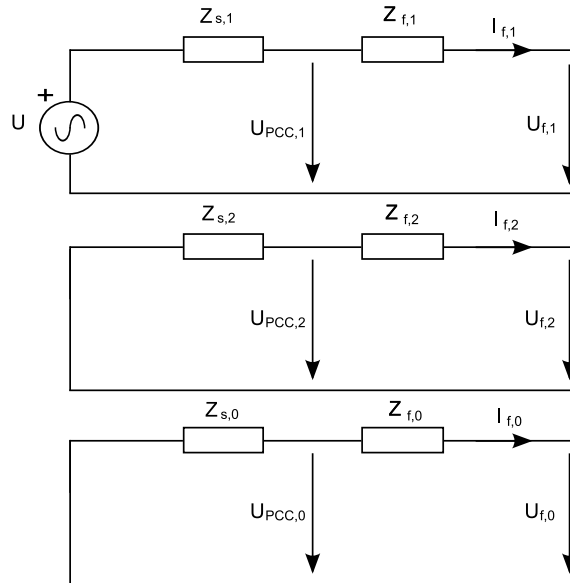


Figura C.5: Diagramas de secuencia para la red de la Fig. C.1.

Si se aplica la transformación a las condiciones impuestas a cada falta según (C.3), (C.4) y (C.5) se obtienen las ecuaciones para las variables de secuencia que muestran como se han de conectar las tres red.

Ante una falta trifásica no se produce desequilibrio en las corrientes de falta de las tres fases por lo que sólo se generan corrientes de secuencia directa. Para el cálculo de la magnitud de esta corriente se usa el diagrama de secuencia de la Fig. C.6.

cuya ecuación es

$$I_f = \frac{U}{Z_{s,1} + Z_{f,1}} \quad (\text{C.10})$$

Para falta monofásica se cumplen (C.11). Lo que indica que se han de conectar las

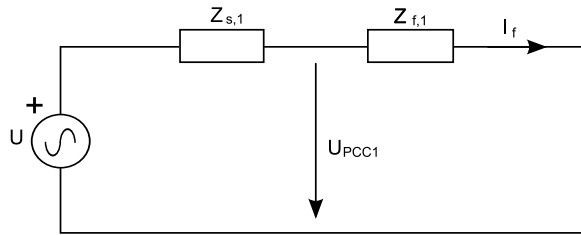


Figura C.6: Diagrama para falta trifásica.

tres redes en serie, tal y como se muestra en la Fig. C.7.

$$\begin{aligned}
 U_{f,1} + U_{f,2} + U_{f,0} &= 0 \\
 I_{f,1} = I_{f,2} = I_{f,0}
 \end{aligned}
 \tag{C.11}$$

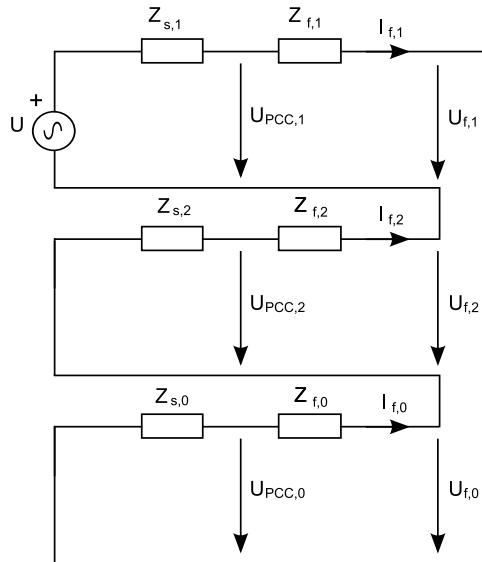


Figura C.7: Diagramas de secuencia para una falta monofásica.

En el caso de falta bifásica sin conexión a tierra, se deben conectar las redes de

secuencia directa e inversa en paralelo y la secuencia homopolar quedará en circuito abierto, según (C.12) y la Fig. C.8.

$$\begin{aligned} U_{f,1} &= U_{f,2} \\ I_{f,0} &= 0 \\ I_{f,1} + I_{f,2} &= 0 \end{aligned} \tag{C.12}$$

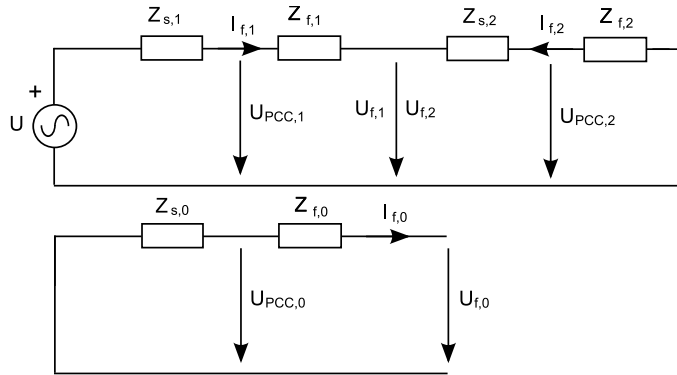


Figura C.8: Diagramas de secuencia para una falta bifásica sin contacto con tierra.

Si la falta bifásica tiene contacto con tierra entonces los tres circuitos de secuencia se han de conectar en paralelo según (C.13) y la Fig. (C.9).

$$\begin{aligned} U_{f,1} &= U_{f,2} = U_{f,0} \\ I_{f,1} + I_{f,2} + I_{f,0} &= 0 \end{aligned} \tag{C.13}$$

Una vez obtenidos estos diagramas sólo queda resolver el circuito y hacer la transformada inversa para conocer las corrientes de cortocircuito en la red de estudio. En la Fig. C.10 se ha representado la corriente de cortocircuito para los distintos tipos de falta en función de la distancia de la misma a la subestación para una línea LA-180 de 2.5km, seguida de una línea LA-78 de 22.5km con impedancia zig-zag de puesta a tierra (ver apartado C.1). En ella se aprecia cómo las corrientes de cortocircuito disminuyen de forma exponencial al aumentar la distancia de la falta a la subestación. Las magnitudes de las faltas bifásica y bifásica a tierra prácticamente se

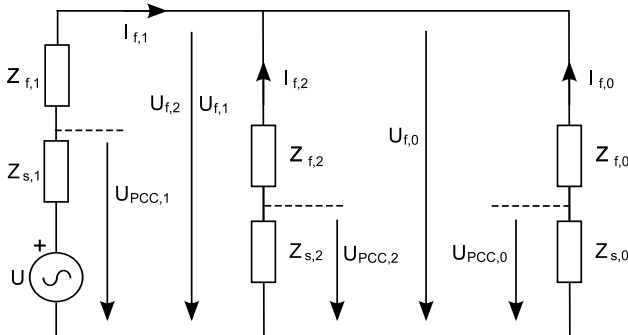


Figura C.9: Diagramas de secuencia para una falta bifásica con contacto a tierra.

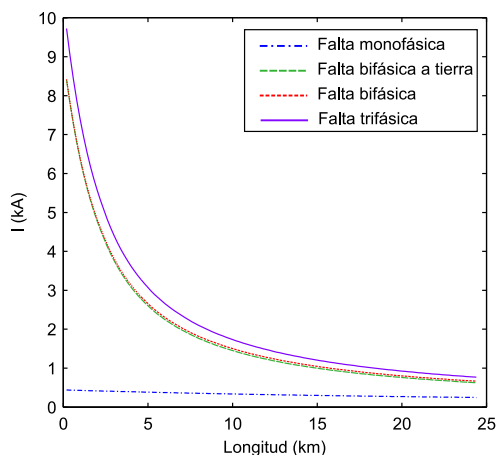


Figura C.10: Intensidad de la falta en función de la distancia a la subestación.

superponen ya que la corriente que circula por tierra está limitada por la impedancia zig-zag y es de varios órdenes de magnitud inferior. En la Fig. C.11 se representa la intensidad por la impedancia homopolar para las dos faltas con contacto a tierra. Las dos curvas de corriente decrecen cuando la falta se aleja de la subestación. Sin embargo este descenso no es muy pronunciado. Menos de 70A entre una falta en la subestación y una falta al final de línea. La diferencia de corriente entre falta bifásica y trifásica no supera en ningún caso los 80A.

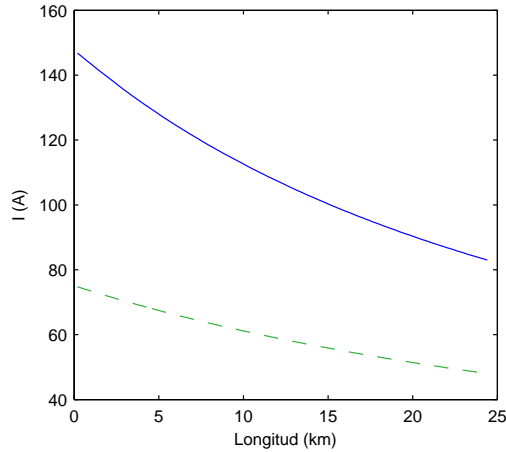


Figura C.11: Intensidad en la impedancia Zig-Zag en función de la distancia de la falta a la subestación. — falta monofásica, - - - falta bifásica a tierra.

C.1. Comparativa de los regímenes de neutro

Siguiendo lo expuesto en el apartado anterior y con los valores de la red del apartado 4.2 se muestran las diferencias en la magnitud de las corrientes de falta que se producen en la red de distribución en función del tipo de conexión a tierra que tenga la instalación. En la Tabla C.1 se muestran los distintos tipos más usados en algunos países y una valoración cualitativa de sus características. El régimen de neutro tiene como objetivo el permitir la circulación de corrientes cuando se produce una falta con contacto a tierra. Estas corrientes circulan entre la puesta a tierra de la subestación y el punto del defecto, que puede estar a varios kilómetros de distancia de ella.

Estas corrientes sirven como señales de consigna para las protecciones. En el caso de que las protecciones más próximas al defecto fallen al despejar la falta, será la protección que mide en la subestación la corriente del sistema de tierra la que habrá de actuar. Por lo tanto este sistema da la referencia para la coordinación de las protecciones.

Para ver las diferencias de los sistemas de puesta a tierra se ha hecho una com-

Tipo	Rígido	Resistivo	Reactancia	Reactancia sintonizada (Petersen)	Aislado
Esquema					
Sobretensiones transitorias	Muy bajas	Bajas	Existen	Existen	Altas
Sobretensiones a 50 Hz	Muy bajas	Bajas	Bajas	Muy bajas	Bajas
Corrientes falta	Altas	Limitadas	Limitadas	Muy bajas	Muy bajas
Apertura al primer defecto	Imperativo	Imperativo	Imperativo	No	No
Protección selectiva	Simple	Muy Simple	Simple	Muy compleja	Compleja
Requiere personal cualificado	No	No	No	Si	Si
España		Si	Impedancia Zig-Zag		Si
EEUU, Canada	puesta a tierra distribuida				
Japón					Si
Alemania			Si		
Francia		Si			
Italia					Si

Tabla C.1: Distintos regímenes de neutro.

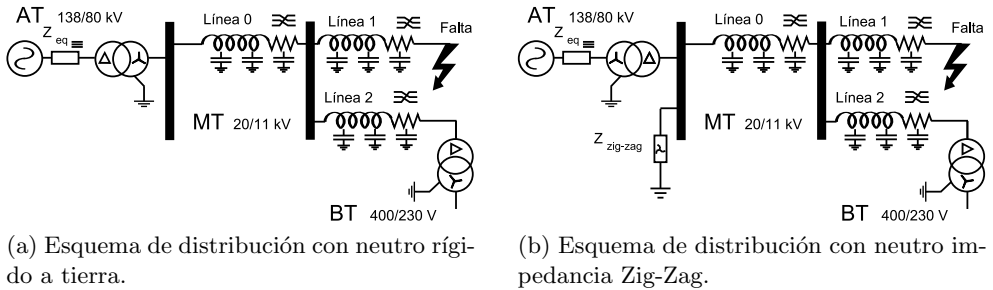


Figura C.12: Esquemas de régimen de neutro analizadas.

parativa, con dos regímenes. Se ha estudiado el sistema de puesta a tierra rígido y el de impedancia zig-zag. Se han seleccionado estos dos, ya que el primero es el más representativo del contexto mundial y el segundo el más usado en España. En el primer caso el transformador de la subestación es un Dyn1, en el segundo caso un YNd11. En ambos casos la potencia es de 40MVA y la impedancia de cortocircuito es del 11 %. Diagramas de estos dos sistemas se muestran en la Fig. C.12.

Al hacer el cálculo de las corrientes de cortocircuito en función de la posición de la falta desde la subestación hasta el final de la línea, se obtienen las Fig. C.10 y C.13. Se ha hecho el cálculo tanto para faltas equilibradas como desequilibradas, ya que de esta forma se pueden comparar las estrategias para que las protecciones distingan entre faltas con contacto a tierra y sin él. La Fig. C.13 muestra que las curvas de corriente de cortocircuito para todos los tipos de faltas están muy próximas y que el valor de la corriente con falta monofásica de este sistema de puesta a tierra puede superar en valor a la de la falta bifásica cuando la falta sucede muy cerca de la subestación. La diferencia entre falta monofásica y trifásica es grande en el caso de conexión a tierra mediante impedancia homopolar (Zig-Zag). En este caso las protecciones que no miden la corriente de tierra pueden ser capaces de discriminar entre faltas monofásica y el resto. Para el neutro rígido a tierra esta diferencia de corrientes es muy estrecha lo que complica la coordinación de las protecciones.

Para hacer más patente esta diferencia se han representado las corrientes del neutro en la misma gráfica con los dos sistemas. En el apartado 4.4.1 nos ocupamos de las diferencias en tensiones que se crean en la red por la selección de un sistema u otro.

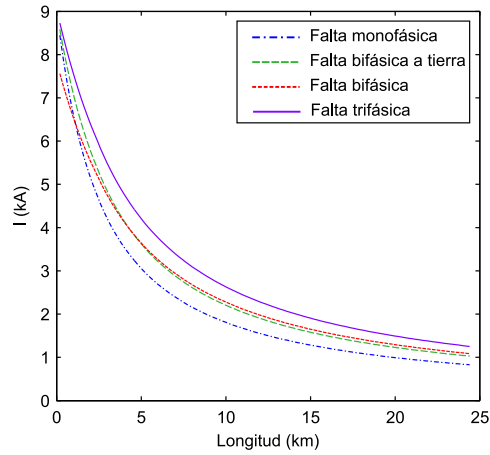


Figura C.13: Intensidad de la falta en función de la distancia a la subestación cuando el neutro está unido rígidamente a tierra. — falta monofásica, — falta bifásica a tierra, — falta bifásica, — falta trifásica

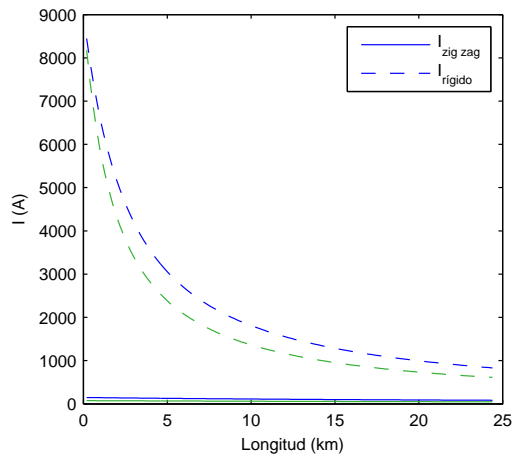


Figura C.14: Comparativa de las corrientes de neutro para neutro rígido a tierra e impedancia zig-zag. — falta monofásica, — falta bifásica a tierra.

La impedancia zig-zag consigue mantener con variaciones relativamente pequeñas la corriente de cortocircuito a lo largo de toda la línea, independientemente de dónde se produzca la falta sin superar los 200A. Es por ello que las dos curvas están muy pegadas al eje de abscisas.

C.2. Influencia de la resistencia de la falta

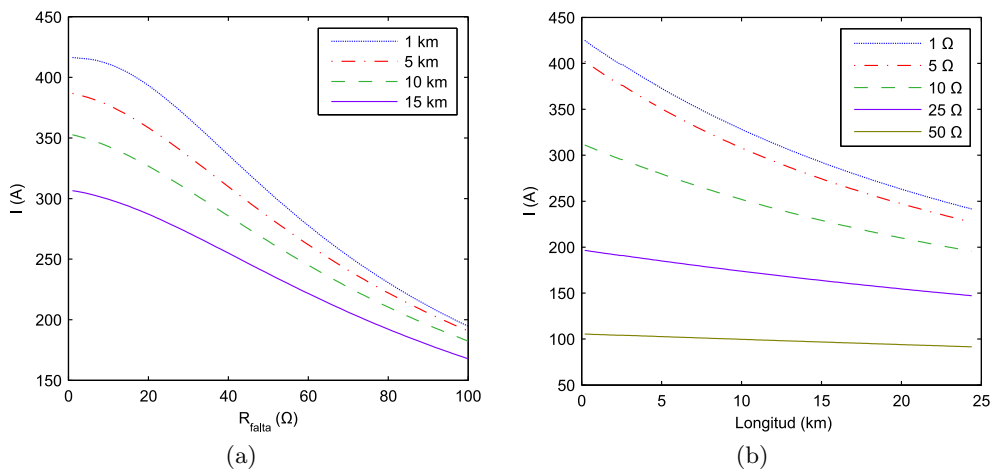


Figura C.15: Corriente de cortocircuito bifásico a tierra en función de la resistencia en la falta.

En los apartados anteriores se ha asumido que la falta es un defecto con resistencia nula. El efecto que tiene el incremento de la resistencia de falta sobre la corriente de cortocircuito es similar al que se obtiene cuando la falta se aleja de la cabecera de la línea. Esto complica el posicionamiento de la falta, pues faltas cercanas a la *ST* con grandes impedancias pueden tener valores de corriente de cortocircuito parecidos a los de una falta con baja impedancia y lejana. En la Fig. C.15 se muestran las curvas de corriente de cortocircuito para faltas monofásicas a tierra situadas a distintas distancias de cabecera cuando varía su resistencia. La mayor diferencia se produce para valores de resistencia bajos. Cuando la resistencia de falta es grande, la corriente

de cortocircuito es baja y se hace prácticamente independiente de su posición. Para valores cercanos a los 100Ω los valores de corriente de cortocircuito se diferencian en menos de 50A, se haya cometido la falta a 5, 10 o 15km de la cabecera. En la Fig. C.15b se muestra otra forma de ver esta relación. Cuanto mayor es la resistencia de la falta, menores son las corrientes de cortocircuito y más lineales son las curvas. Si se trazan líneas horizontales en ambas gráficas se ve como en muchos casos para un mismo valor de corriente se obtienen distintos valores de resistencia o distintos puntos donde han podido suceder las faltas.

D Cálculo de potencias y sistemas de referencia

D.1. Potencia instantánea

Medidas las tensiones y las corrientes en un punto del sistema trifásico de potencia se pueden escribir de forma general como

$$i_a = i_{pa} \cos(\omega t + \phi_i) \quad (\text{D.1})$$

$$i_b = i_{pb} \cos(\omega t + \phi_i - \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{D.2})$$

$$i_c = i_{pc} \cos(\omega t + \phi_i + \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{D.3})$$

$$v_a = v_{pa} \cos(\omega t + \phi_v) \quad (\text{D.4})$$

$$v_b = v_{pb} \cos(\omega t + \phi_v - \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{D.5})$$

$$v_c = v_{pc} \cos(\omega t + \phi_v + \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{D.6})$$

La potencia instantánea del sistema es

$$p(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{D.7})$$

si el sistema es equilibrado los valores de pico las tensiones y corrientes en cada una de las fases son iguales.

$$v_{pa} = v_{pb} = v_{pc} \quad i_{pa} = i_{pb} = i_{pc} \quad (\text{D.8})$$

Después de realizar algunas operaciones trigonométricas en (D.7) se obtiene

$$p(t) = \frac{3}{2}v_p i_p \cos(\varphi_v - \varphi_i) \quad (\text{D.9})$$

(D.9) es constante para todo instante de tiempo. El valor máximo de la potencia instantánea es la potencia aparente. Que escrita en valores eficaces de fase ($v_p = \sqrt{2}v_f$ $i_p = \sqrt{2}i_f$) y línea ($v_p = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}i_p$) toma la forma.

$$S = \max(p(t)) = \frac{3}{2}v_p i_p = 3v_f i_f = \sqrt{3}v_l i_f \quad (\text{D.10})$$

La potencia activa instantánea se expresa de la misma forma multiplicando por el coseno del ángulo de desfase entre la tensión y la corriente

$$P = \frac{3}{2}v_p i_p \cos(\varphi_v - \varphi_i) = 3v_f i_f \cos(\varphi) = \sqrt{3}v_l i_f \cos(\varphi) \quad (\text{D.11})$$

La potencia reactiva

$$\begin{aligned} Q &= \sqrt{S^2 - P^2} = \frac{3}{2}v_p i_p \sqrt{1 - \cos^2(\varphi)} = \frac{3}{2}v_p i_p \sin(\varphi) \\ &= 3v_f i_f \sin(\varphi) = \sqrt{3}v_l i_f \sin(\varphi) \end{aligned} \quad (\text{D.12})$$

D.2. Transformada de Stokvis-Fortescue

Cuando el sistema es desequilibrado se puede demostrar que cualquier sistema trifásico de fasores de tensión o corriente se puede descomponer en otros tres sistemas equilibrados. Uno de secuencia directa, otro de secuencia inversa y otro de secuencia homopolar. En los tres sistemas la velocidad de giro de los fasores es la misma e igual a la pulsación fundamental del sistema. Los fasores de los tres sistemas de secuencia giran en sentido antihorario. Situando un observador en el eje real éste ve pasar los fasores del sistema de secuencia directa en orden ABC. Los fasores del sistema de secuencia inversa pasan en orden ACB y en el sistema de secuencia homopolar los tres fasores pasan a la vez.

Luego las componentes del sistema desequilibrado se pueden escribir en función de los tres sistemas equilibrados como

$$\begin{aligned} f_a &= f_{a+} + f_{a-} + f_{a0} \\ f_b &= f_{b+} + f_{b-} + f_{b0} \\ f_c &= f_{c+} + f_{c-} + f_{c0} \end{aligned} \tag{D.13}$$

Los fasores de cada una de las secuencias se obtienen girando 120° en ambos sentidos (horario y antihorario). La operación de giro se realiza multiplicando por la constante compleja $a = e^{j\frac{2}{3}\pi}$. Las componentes de secuencia positiva se relacionan como.

$$\begin{aligned} f_{b+} &= a^2 f_{a+} \\ f_{c+} &= a f_{a+} \end{aligned} \tag{D.14}$$

las de secuencia negativa

$$\begin{aligned} f_{b-} &= a f_{a-} \\ f_{c-} &= a^2 f_{a-} \end{aligned} \tag{D.15}$$

y las de secuencia homopolar

$$f_{a0} = f_{b0} = f_{c0} \tag{D.16}$$

Teniendo en cuenta que todas las variables del lado derecho de (D.13) se pueden escribir en función de las variables de secuencia de una única fase por medio de (D.14)(D.15)(D.16), se obtiene

$$\begin{aligned} f_a &= f_{a+} + f_{a-} + f_{a0} \\ f_b &= a^2 f_{a+} + a f_{a-} + f_{a0} \\ f_c &= a f_{a+} + a^2 f_{a-} + f_{a0} \end{aligned} \tag{D.17}$$

En forma matricial y simplificando la notación

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_+ \\ f_- \\ f_0 \end{bmatrix} \tag{D.18}$$

Si se invierte la matriz se obtiene la descomposición inversa

$$\begin{bmatrix} f_+ \\ f_- \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.19})$$

El cálculo de la potencia instantánea se puede realizar en función de las componentes simétricas dado que

$$\begin{aligned} v_a &= v_{a+} + v_{a-} + v_{a0} & i_a &= i_{a+} + i_{a-} + i_{a0} \\ v_b &= v_{b+} + v_{b-} + v_{b0} & i_b &= i_{b+} + i_{b-} + i_{b0} \\ v_c &= v_{c+} + v_{c-} + v_{c0} & i_c &= i_{c+} + i_{c-} + i_{c0} \end{aligned} \quad (\text{D.20})$$

luego la potencia

$$\begin{aligned} p &= p_a + p_b + p_c = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \\ &= (v_{a+} + v_{a-} + v_{a0})(i_{a+} + i_{a-} + i_{a0}) + (v_{b+} + v_{b-} + v_{b0})(i_{b+} + i_{b-} + i_{b0}) \\ &\quad + (v_{c+} + v_{c-} + v_{c0})(i_{c+} + i_{c-} + i_{c0}) \\ &= (v_{a+} i_{a+} + v_{b+} i_{b+} + v_{c+} i_{c+}) + (v_{a-} i_{a-} + v_{b-} i_{b-} + v_{c-} i_{c-}) + (3v_0 i_0) + \\ &\quad (v_{a+} i_{a-} + v_{b+} i_{b-} + v_{c+} i_{c-}) + (v_{a-} i_{a+} + v_{b-} i_{b+} + v_{c-} i_{c+}) \\ &\quad + [(v_{a+} + v_{b+} + v_{c+}) i_0] + [(v_{a-} + v_{b-} + v_{c-}) i_0] \\ &\quad + [v_0 (i_{a+} + i_{b+} + i_{c+})] + [v_0 (i_{a-} + i_{b-} + i_{c-})] \\ &= p_+ + p_- + p_0 + p_{+-} + p_{-+} + p_{+0} + p_{-0} + p_{0+} + p_{0-} \end{aligned} \quad (\text{D.21})$$

Las potencias $p_{+0}, p_{-0}, p_{0+}, p_{0-}$ son nulas ya que la suma de las componentes de corriente y de tensión de secuencia positiva o negativa es cero porque son sistemas

trifásicos equilibrados.

$$\begin{aligned}
 p &= p_+ + p_- + p_0 + p_{+-} + p_{-+} \\
 &= \frac{3}{2}v_{p+}i_{p+}\cos(\varphi_{v+} - \varphi_{i+}) \\
 &\quad + \frac{3}{2}v_{p-}i_{p-}\cos(\varphi_{v-} - \varphi_{i-}) \\
 &\quad + 3v_0i_0 \\
 &\quad + \frac{3}{2}v_{p+}i_{p-}\cos(2\omega t + \varphi_{v+} + \varphi_{i-}) \\
 &\quad + \frac{3}{2}v_{p-}i_{p+}\cos(2\omega t + \varphi_{v-} + \varphi_{i+})
 \end{aligned} \tag{D.22}$$

D.3. Transformación Clarke y Park

Un sistema trifásico de fasores puede ser representado en un sistema por un vector en el espacio vectorial $\mathbb{R}^3(a, b, c)$ cuyas componentes son los valores de pico de los tres fasores ABC. Cuando el sistema trifásico está equilibrado se cumple que la suma de los valores instantáneos de las variables es igual a cero.

$$v_a + v_b + v_c = 0 \tag{D.23}$$

Esta ecuación define un plano en el espacio. Por tanto en un sistema trifásico equilibrado el vector espacial que lo representa pertenecerá al plano y por lo tanto se puede escribir como combinación lineal de dos vectores unitarios de este plano. En cambio cuando el sistema trifásico está desequilibrado el vector espacial sale de dicho plano. Esta observación da pie a definir un nuevo espacio tridimensional $\mathbb{R}^3(\alpha, \beta, \gamma)$ a partir del plano \mathcal{X} definido en D.23. Los vectores unitarios de este nuevo plano (α, β, γ) cumplen:

- α es la proyección de a sobre \mathcal{X}
- γ es colineal con el vector $[111]^T$, que a su vez es la normal de \mathcal{X}
- β se define mediante la regla de la mano derecha.

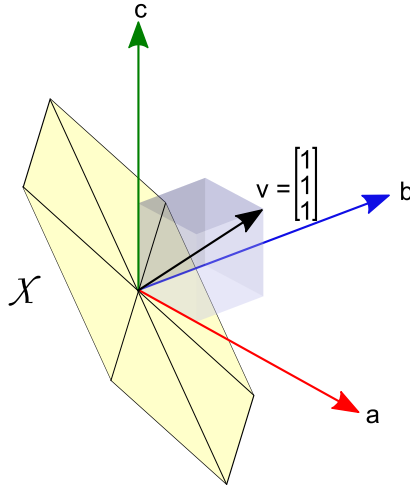


Figura D.1: Espacio vectorial.

Una representación de estos espacios vectoriales se muestra en la Fig. D.1. Los vectores α y β pertenecientes a \mathcal{X} definen por tanto un espacio ortogonal \mathbb{R}^2 . La matriz de transformación desde el espacio (a,b,c) al (α, β, γ) se consigue proyectando el vector unitario sobre el plano \mathcal{X} y su normal, obteniéndose.

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_\gamma \end{bmatrix} = C_{abc \setminus \alpha\beta\gamma} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (D.24)$$

A este cambio de coordenadas se las conoce como transformada de Clarke. Para conocer las coordenadas abc de un vector en coordenadas $\alpha\beta\gamma$ basta con aplicar la transformación inversa

$$C_{\alpha\beta\gamma \setminus abc} = C_{abc \setminus \alpha\beta\gamma}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (D.25)$$

El vector espacial en coordenadas $\alpha\beta\gamma$ gira a la pulsación del sistema trifásico. Si el sistema es equilibrado la transformada de Clarke se puede simplificar, ya que el vector espacial en este caso se encuentra siempre en el plano \mathcal{X} . Por lo tanto la

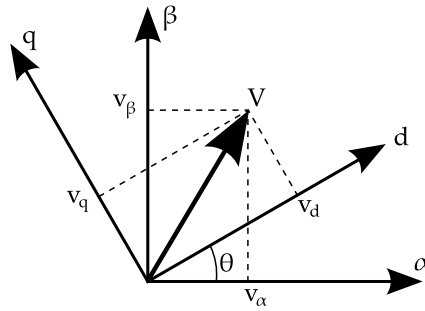


Figura D.2: Transformación de los ejes $\alpha\beta$ a los ejes dq .

componente en el eje γ es nula.

Se puede conseguir que el vector espacial sea estacionario definiendo un sistema de coordenadas que gire a una velocidad angular igual a la pulsación del sistema. A estos nuevos ejes los denominamos dq . Un esquema de esta transformación se muestra en la Fig. D.2 en el que no se ha tenido en cuenta el tercer eje que es colineal con el vector γ .

Las ecuaciones que permiten hacer el cambio de coordenadas en el plano \mathcal{X} desde el sistema (α, β, γ) al sistema $(d, q, 0)$ son

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = P_{\alpha\beta\gamma \setminus dq0} \cdot \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_\gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) & 0 \\ -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_\gamma \end{bmatrix} \quad (\text{D.26})$$

El Ángulo θ se calcula como

$$\theta = \int_0^t \omega(\tau) d\tau + \theta(0) \quad (\text{D.27})$$

donde ω es la velocidad de rotación del sistema de referencia.

La transformación inversa

$$P_{dq0 \setminus \alpha\beta\gamma} = P_{\alpha\beta\gamma \setminus dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) & 0 \\ \text{sen}(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{D.28})$$

El producto de las dos matrices de transformación, de los ejes (a, b, c) a los (α, β, γ) y de estos a los (d, q, 0) da como resultado la matriz de transformación que permite pasar directamente de (a, b, c) a (d, q, 0). Esta transformación fue definida por Park en 1929 y tiene la forma.

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = P_{\alpha\beta\gamma \setminus dq0} \cdot P_{abc \setminus \alpha\beta\gamma} \cdot \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.29})$$

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2}{3}\pi) & -\text{sen}(\theta + \frac{2}{3}\pi) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.30})$$

La Transformación inversa cumple

$$P_{dq0 \setminus abc} = P_{abc \setminus dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2}{3}\pi) & -\text{sen}(\theta - \frac{2}{3}\pi) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2}{3}\pi) & -\text{sen}(\theta + \frac{2}{3}\pi) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{D.31})$$

La potencia instantánea en los ejes dq0 se calcula como

$$\begin{aligned} p &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \\ &= \left\{ P_{dq0 \setminus abc} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \right\}^T P_{dq0 \setminus abc} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix}^T P_{dq0 \setminus abc}^T P_{dq0 \setminus abc} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} v_d & v_q & v_0 \end{bmatrix} \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \\ &= \frac{2}{3} (v_d i_d + v_q i_q) + 3v_0 i_0 \end{aligned} \quad (\text{D.32})$$

Por otra parte las tensiones y corrientes del sistema trifásico se pueden descomponer en sus componentes directa y cuadratura.

$$\begin{aligned} v &= v_d + jv_q \\ i &= i_d + ji_q \end{aligned} \tag{D.33}$$

La potencia aparente se puede calcular como el producto del fasor tensión por el conjugado del fasor corriente en un sistema monofásico. Para un sistema trifásico según (D.10)

$$S = \frac{3}{2}vi^* = \frac{3}{2}(v_d + v_qj)(i_d - i_qj) = \frac{3}{2}(v_di_d + v_qi_q) + j\frac{3}{2}(v_qi_d - v_di_q) \tag{D.34}$$

La parte real de (D.34) es la potencia activa y la parte imaginaria la reactiva.

$$\begin{aligned} p &= \frac{3}{2}(v_di_d + v_qi_q) \\ q &= \frac{3}{2}(v_qi_d - v_di_q) \end{aligned} \tag{D.35}$$

Si se aplica la transformada de Park inversa a las tensiones y corrientes en (D.35) se obtienen las potencias activas y reactivas instantáneas en función de los valores instantáneos de fase del sistema trifásico.

$$\begin{aligned} p &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \\ q &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_a + v_b - 2v_c)i_a + (2v_a - v_b - v_c)i_c] \end{aligned} \tag{D.36}$$

E Modelos de protecciones desarrollados

E.1. Fusibles

```

BEGIN NEW DATA CASE  ----- NOSORT -----
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG, ENTRA, SALID, FRECUE, CORRI_MIN
NUM, FRECUE, CORRI_MIN
DUM, RMSA00, RMSA01, RMSA02, RMSA03, RMSA04, RELA01, RELA02, RELA03, RELA04, RELA05
DUM, RELA06, PASZ0A, IRMS_A, DISP_A
DUM, RMSA00, RMSB01, RMSB02, RMSB03, RMSB04, RELB01, RELB02, RELB03, RELB04, RELB05
DUM, RELB06, PASZ0B, IRMS_B, DISP_B
DUM, RMSC00, RMSC01, RMSC02, RMSC03, RMSC04, RELC01, RELC02, RELC03, RELC04, RELC05
DUM, RELC06, PASZ0C, IRMS_C, DISP_C
/TACS
91SALIDA -1. 1.E3
91SALIDB -1. 1.E3
91SALIDC -1. 1.E3
98RMSA0050+SALIDA FRECUE
98RMSA01 = SALIDA**2
98RMSA03 = 1.0 / RMSA00
98RMSA0258 +RMSA01 1. 1.
98RMSA0453+RMSA02 .04RMSA03
98IRMS_A = SQRT( (RMSA02 - RMSA04) * RMSA00 )
98RELA01 = CORRI_MIN .GE. IRMS_A
98RELA0256+IRMS_A 1.
0 10000
98 20
101 10
110 3
130 1
180 0.2
210 0.1
310 0.03
500 0.01
9999.
88RELA0365+DELTAT RELA01
98PASZ0A53+SALIDA .001DELTAT
98RELA04 = ABS((PASZ0A .GE. 0.0) - (SALIDA .GE. 0.0))
98RELA05 = (RELA03 .GE. RELA02) .AND. RELA04
88RELA0665+RELA05
98DISP_A = 1.0 .GT. RELA06
98RMSB0050+SALIDB FRECUE
98RMSB01 = SALIDB**2
98RMSB03 = 1.0 / RMSB00
98RMSB0258 +RMSB01 1. 1.
98RMSB0453+RMSB02 .04RMSB03
98IRMS_B = SQRT( (RMSB02 - RMSB04) * RMSB00 )
98RELB01 = CORRI_MIN .GE. IRMS_B
98RELB0256+IRMS_B 1.
0 10000
98 20
101 10
110 3
130 1

```

```

180          0.2
210          0.1
310          0.03
500          0.01
9999.
88RELB0365+DELTAT                                RELB01
98PASZ0B53+SALIDB                                .001DELTAT
98RELB04 = ABS((PASZ0B .GE. 0.0) - (SALIDB .GE. 0.0))
98RELB05 = (RELB03 .GE. RELB02) .AND. RELB04
88RELB0665+RELB05
98DISP_B = 1.0 .GT. RELB06
98RMSC0050+SALIDC                                FRECUE
98RMSC01 = SALIDC**2
98RMSC03 = 1.0 / RMSC00
98RMSC0258 +RMSC01                                1.
98RMSC0453+RMSC02                                1.
98IRMS_C = SQRT( (RMSC02 - RMSC04) * RMSC00 )     .04RMSC03
98RELC01 = CORRI_MIN .GE. IRMS_C
98RELC0256+IRMS_C                                1.
0          10000
98          20
101         10
110         3
130         1
180         0.2
210         0.1
310         0.03
500         0.01
9999.
88RELC0365+DELTAT                                RELC01
98PASZ0C53+SALIDC                                .001DELTAT
98RELC04 = ABS((PASZ0C .GE. 0.0) - (SALIDC .GE. 0.0))
98RELC05 = (RELC03 .GE. RELC02) .AND. RELC04
88RELC0665+RELC05
98DISP_C = 1.0 .GT. RELC06
/SWITCH
13ENTRAASALIDA                                DISP_A 1
13ENTRABSALIDB                                DISP_B 1
13ENTRACALIDC                                DISP_C 1
BEGIN NEW DATA CASE
$PUNCH
C
C
C
C
C
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

E.2. Reconector

El interruptor automático se consigue programando el número de total de actuaciones y reconexiones del reconector a 1 y 0 respectivamente.

```

BEGIN NEW DATA CASE      ---- NOSORT ----
DATA BASE MODULE
$ERASE
ARG, CARGA, SALID, FRECUE, GANANAN3FR, MAGREFE3FR, EXPONEN3FR, GANANAN3FL
ARG, MAGREFE3FL, EXPONEN3FL, INSTANTANE, ISELEC3F1F , GANANAN1FR, MAGREFE1FR
ARG, EXPONEN1FR, GANANAN1FL, MAGREFE1FL, EXPONEN1FL, N_RECO, N___R1, RECONEXION
NUM, FRECUE, GANANAN3FR, MAGREFE3FR, EXPONEN3FR, GANANAN3FL, MAGREFE3FL
NUM, EXPONEN3FL, INSTANTANE, ISELEC3F1F, GANANAN1FR, MAGREFE1FR, EXPONEN1FR
NUM, GANANAN1FL, MAGREFE1FL, EXPONEN1FL, N_RECO, N___R1, RECONEXION
DUM, RMSA01, RMSA02, RMSA03, RMSA04, IRMS_A, TRIF_A, MONOFA, PASZ0A, RELA01, LOG_A
DUM, RMSB01, RMSB02, RMSB03, RMSB04, IRMS_B, TRIF_B, MONOFB, PASZ0B, RELB01, LOG_B

```

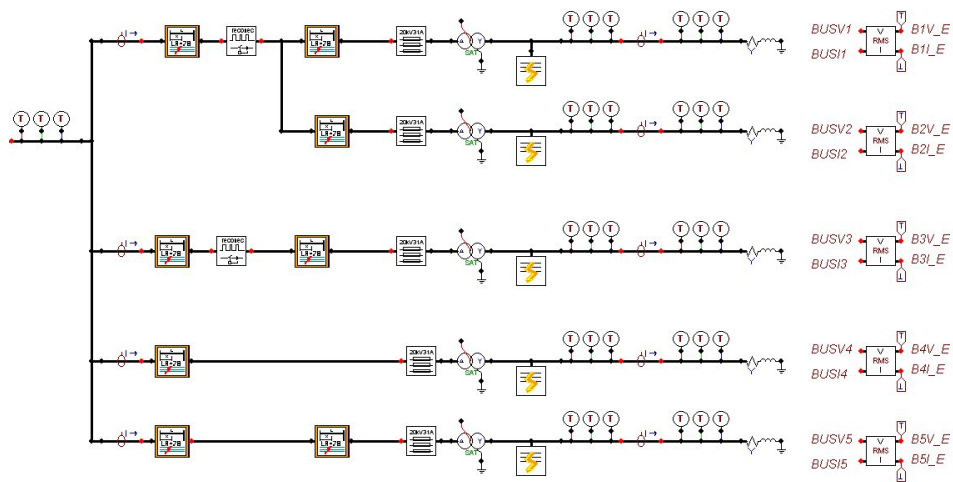
```

DUM, RMSC01, RMSC02, RMSC03, RMSC04, IRMS_C, TRIF_C, MONOFC, PASZ0C, RELC01, LOG__C
DUM, MAREFR, GAREFR, EAREFR, MAREFL, GAREFL, EAREFL, IRMS_R, IRMS_L
DUM, IRMS_S, TRIF_T, CURV_1, CURV_2, CONT_A, CONT0A, REC_01, REC_02
DUM, REC_03, REC_04, REC_05, IINS_S, IINSAS, IINSBS, IINSCS, IINS1S, IINS2S, IINS3S
DUM, REL_01, REL_02, REL_03, REL_04, REL_05, REL_06, REL_07, REL_08, REL_09, REL_10
DUM, REL_11, CON_01, CON_02, CIERR1, CIERR2, APERT1, APERT2, APERTU, B____P, B____Q
DUM, Q_POSI, Q_NEGA, DISP1A, DISP1B, DISP1C, DISP_A, DISP_B, DISP_C, DISP_S
/TACS
91CARGAA = CARGAA**2 -1. 1.E3
98RMSA01 = CARGAA**2
98RMSA0258 = +RMSA01 1. 1.
98RMSA03 = 1.0 / FRECUE
98RMSA0453+RMSA02 .04RMSA03
98IRMS_A = SQRT( (RMSA02 - RMSA04) * FRECUE)
91CARGAB = CARGAB**2 -1. 1.E3
98RMSB01 = CARGAB**2
98RMSB0258 = +RMSB01 1. 1.
98RMSB03 = 1.0 / FRECUE
98RMSB0453+RMSB02 .04RMSB03
98IRMS_B = SQRT( (RMSB02 - RMSB04) * FRECUE)
91CARGAC = CARGAC**2 -1. 1.E3
98RMSC01 = CARGAC**2
98RMSC0258 = +RMSC01 1. 1.
98RMSC03 = 1.0 / FRECUE
98RMSC0453+RMSC02 .04RMSC03
98IRMS_C = SQRT( (RMSC02 - RMSC04) * FRECUE)
98TRIF_A = IRMS_A .GE. ISELEC3F1F
98TRIF_B = IRMS_B .GE. ISELEC3F1F
98TRIF_C = IRMS_C .GE. ISELEC3F1F
98TRIF_T = (TRIF_A .AND. TRIF_B) .OR. (TRIF_A .AND. TRIF_C) .OR. (TRIF_C .AND. TRIF_B)
98MONOFA = (IRMS_A .GE. (MAGREFE1FR * 1.1)) .AND. (.NOT. TRIF_T)
98MONOFB = (IRMS_B .GE. (MAGREFE1FR * 1.1)) .AND. (.NOT. TRIF_T)
98MONOFC = (IRMS_C .GE. (MAGREFE1FR * 1.1)) .AND. (.NOT. TRIF_T)
98IRMS_S63+IRMS_A +IRMS_B +IRMS_C 1.
98IINSAS = CARGAA * (((IRMS_A+5.0).GE. IRMS_S) .AND. (IRMS_S .GE. (IRMS_A-5.0)))
98IINSBS = CARGAB * (((IRMS_B+5.0).GE. IRMS_S) .AND. (IRMS_S .GE. (IRMS_B-5.0)))
98IINSCS = CARGAC * (((IRMS_C+5.0).GE. IRMS_S) .AND. (IRMS_S .GE. (IRMS_C-5.0)))
98IINS1S = IINSAS + IINSBS * (ABS(IRMS_A - IRMS_B) .GE. 5.0)
98IINS2S = IINSAS * (ABS(IRMS_A - IRMS_C) .GE. 5.0) * (ABS(IRMS_A - IRMS_B) .GE. 5.0)
98IINS3S = IINSCS * (ABS(IRMS_B - IRMS_C) .GE. 5.0) * (ABS(IRMS_A - IRMS_C) .GE. 5.0)
98IINS_S = IINS1S + IINS2S + IINS3S
98MAREFR = TRIF_T * MAGREFE3FR + (.NOT. TRIF_T) * MAGREFE1FR
98GAREFR = TRIF_T * GANANAN3FR + (.NOT. TRIF_T) * GANANAN1FR
98EAREFR = TRIF_T * EXPONEN3FR + (.NOT. TRIF_T) * EXPONEN1FR
98MAREFL = TRIF_T * MAGREFE3FL + (.NOT. TRIF_T) * MAGREFE1FL
98GAREFL = TRIF_T * GANANAN3FL + (.NOT. TRIF_T) * GANANAN1FL
98EAREFL = TRIF_T * EXPONEN3FL + (.NOT. TRIF_T) * EXPONEN1FL
98REL_01 = (MAREFR * 1.1) .GE. IRMS_S
98REL_02 = REL_01 + 1.0
98REL_03 = MAREFR * 1.01
98IRMS_R61+IRMS_S +REL_03 1. 1. REL_02
98REL_04 = GAREFR / ((ABS(IRMS_R/MAREFR) ** EAREFR) - 1)
98REL_05 = (MAREFL * 1.1) .GE. IRMS_S
98REL_06 = REL_05 + 1.0
98REL_07 = MAREFL * 1.01
98IRMS_L61+IRMS_S +REL_07 1. 1. REL_06
98REL_08 = GAREFL / ((ABS(IRMS_L/MAREFL) ** EAREFL) - 1)
88REL_0965+DELTAT REL_01
88REL_1065+DELTAT REL_05
98REL_11 = IRMS_S .GE. INSTANTANE
98PASZ0A53+CARGAA .001DELTAT
98RELA01 = ABS((PASZ0A .GE. 0.0) - (CARGAA .GE. 0.0))
98PASZ0B53+CARGAB .001DELTAT
98RELB01 = ABS((PASZ0B .GE. 0.0) - (CARGAB .GE. 0.0))
98PASZ0C53+CARGAC .001DELTAT
98RELC01 = ABS((PASZ0C .GE. 0.0) - (CARGAC .GE. 0.0))
98CURV_1 = (REL_11 .OR. (REL_09 .GE. REL_04))
98CURV_2 = (REL_11 .OR. (REL_10 .GE. REL_08))
98CON_01 = .NOT. (CON_02 - APERT1)

```

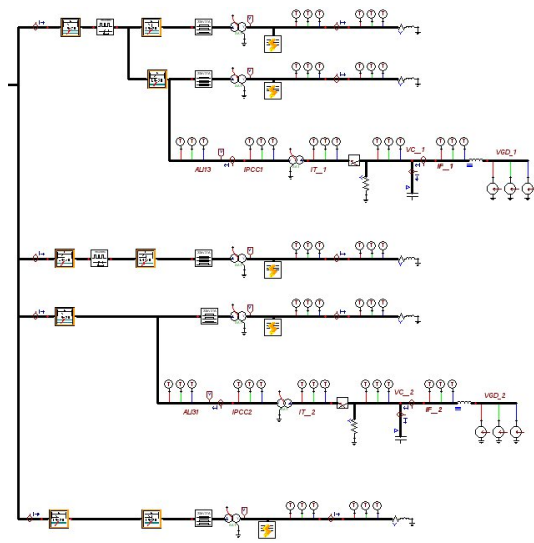
E Modelos de protecciones desarrollados

```
98CON_0253+APERT1
88CONT_A65+CON_02                                DELTAT
0CONT0A +CONT_A                                  CON_01
98REC_01 = N___R1 .GE. CONT0A
98REC_02 = (N_RECO .GE. CONT0A) .AND. (CONT0A .GT. N___R1)
98APERT1 = (CURV_1 * REC_01) + (CURV_2 * REC_02)
98APERT253+APERT1                                DELTAT
98APERTU = (.NOT. APERT2) .AND. APERT1
0REC_03 +Q_NEGA
C98REC_03 = .NOT. APERT1
88REC_0465+DELTAT                                REC_03
98REC_05 = (REC_04 .GE. RECONEXION) .AND. (N_RECO .GE. CONT0A)
98CIERR153+REC_05                                DELTAT
98CIERRE = (.NOT. CIERR1) .AND. REC_05
0B----P +Q_POSI
0B----Q +Q_NEGA
98Q_POSI = .NOT. (CIERRE .OR. B----Q)
98Q_NEGA = .NOT. (B----P .OR. APERTU )
98LOG__A = TRIF_T .OR. MONOFA
98LOG__B = TRIF_T .OR. MONOFB
98LOG__C = TRIF_T .OR. MONOFC
98DISP1A62+Q_NEGA                                LOG__AQ_NEGA
98DISP1B62+Q_NEGA                                LOG__BQ_NEGA
98DISP1C62+Q_NEGA                                LOG__CQ_NEGA
98DISP_A62+DISP1A                                RELA01DISP1A
98DISP_B62+DISP1B                                RELB01DISP1B
98DISP_C62+DISP1C                                RELC01DISP1C
/SWITCH
13CARGAASALIDA                                  DISP_A
13CARGABSALIDB                                  DISP_B
13CARGACALIDC                                  DISP_C
BEGIN NEW DATA CASE
$PUNCH
C
C
C
C
C
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```

(a)

Figura F.2: Red de distribución II. Alimentadores.



(a)

Figura F.3: Red de distribución III. Alimentadores con GD.

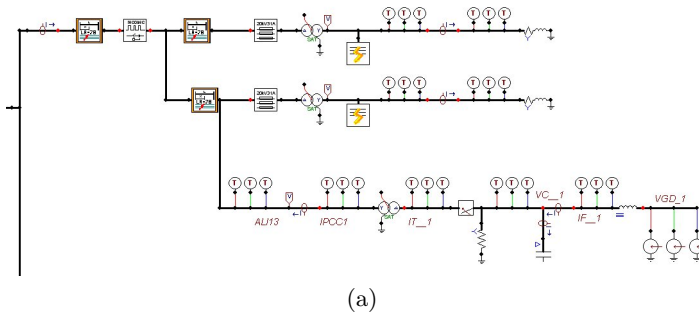


Figura F.4: Red de distribución IV. Detalle de la GD.

F.2. Modelo del convertidor

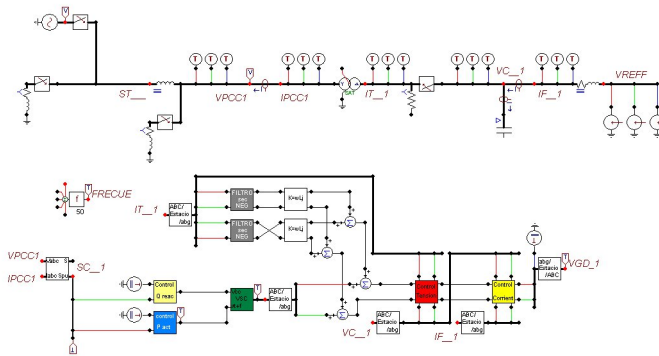


Figura F.5: Lazos de control interno y externos del convertidor.

Bibliografía

- [1] F. Dyer, *Edison His Life And Inventions*. Kessinger Publishing, 2004.
- [2] “Westinghouse Our Company History Timeline,” 2008. [Online]. Available: http://www.westinghousenuclear.com/Our_Company/history/Timeline/index.shtm
- [3] S. Jeszenszky, “History of Transformers,” *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 16, no. 12, 1996.
- [4] G. Neidhofer, “Early three-phase power [history],” *Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 5, pp. 88–100, 2007.
- [5] R. THURY, “Electric Distributing System,” Dec. 1 1903, uS Patent 745,929.
- [6] N. Hingorani, “High-Voltage DC Transmission:A power electronics workhorse,” *IEEE Spectrum*, April, 1996.
- [7] ABB, “<http://www.abb.com/hvdc>,” *Internet*, febrero 2008.
- [8] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stevens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, and J. Eto, “The CERTS Microgrid Concept,” *Assistant Secretary of Energy Efficiency and Renewable Energy, Office of Power Technologies of the US Department of Energy, California, Tech. Rep*, 2002.
- [9] J. Hughes, “The Integrated Energy and Communication Systems Architecture,” *Electric Power Research Institute*, 2004.
- [10] ———, “IntelliGrid Architecture Concepts and IEC61850,” *PES TD 2005/2006*, pp. 401–404, 2006.
- [11] C. Gellings, M. Samotyj, and B. Howe, “The future’s smart delivery system [electric power supply],” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 2, no. 5, pp. 40–48, 2004.

- [12] EPRI, “Electric Power Research Institute,” *Electronic sources*, 2004. [Online]. Available: <http://www.epri-intelligrid.com/intelligrid/techdev/techdev.html>
- [13] F. García, “Electricidad e historia: la perspectiva de un siglo,” *Revista de historia transportes, servicios y telecomunicaciones N^o 1*. [Online]. Available: www.tstrevista.com
- [14] S. Olives and V. Burdils, “La industria eléctrica en España,” 1933.
- [15] J. Martínez-Conde, “Liberalización eléctrica en España: aspectos básicos de su regulación,” *Fundación de las cajas de ahorros, Documento de trabajo N 290*, 2006.
- [16] J. del Estado, “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico Español,” *Published in the Spanish Official Gazette, Madrid (Spain)*, 1997.
- [17] “Visión estratégica de futured,” *Plataforma española de redes eléctricas*, mayo 2007. [Online]. Available: www.futured.es
- [18] “Agenda de investigación de FUTURED,” *Plataforma española de redes eléctricas*, mayo 2007. [Online]. Available: www.futured.es
- [19] “Mapa de las capacidades científico tecnológicas,” *Plataforma española de redes eléctricas*, enero 2008. [Online]. Available: www.futured.es
- [20] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziargyriou, and T. Green, “Real-World MicroGrids- An Overview,” *System of Systems Engineering, 2007. SoSE’07. IEEE International Conference on*, pp. 1–8, 2007.
- [21] G. Kariniotakis, N. Soutanis, A. Tsouchnikas, S. Papathanasiou, and N. Hatziargyriou, “Dynamic Modeling of MicroGrids,” *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 1–7, 2005.
- [22] J. Lopes, J. Saraiva, N. Hatziargyriou, and N. Jenkins, “Management of MicroGrids,” *JIEEC2003, Bilbao*, pp. 28–29, 2003.
- [23] S. Papathanassiou, “STUDY-CASE LV NETWORK,” *MICROGRIDS project, NTUA*, 2003.

- [24] J. Lopes, C. Moreira, and A. Madureira, “Defining Control Strategies for Analysing MicroGrids Islanded Operation,” *Proc. IEEE St. Petersburg PowerTech*, 2005.
- [25] M. Jimenez, “RTD Activities in the EU Framework Programme on Integration of Distributed Energy Resources into the electricity networks of the future,” *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 1–4, 2005.
- [26] E. Perea, A. de Muro, and E. Zabala, “Challenges and Practical Experiences in Power Quality and Electrical Connection of Distributed Energy Resources for Certification Laboratories,” *IASTED International Conference on Power and Energy Systems (EuroPES 2007) , 29-21 Aug, Palma de Mallorca, SPAIN*, 2007.
- [27] E. Perea and E. Zabala, “Centro para la demostración, experimentación y desarrollo de tecnologías de generación distribuida,” *Energía: Revista de Ingeniería Energética*, pp. 48–56, 2007.
- [28] M. Barnes, A. Dimeas, A. Engler, C. Fitzer, N. Hatziaargyriou, C. Jones, S. Papatthanassiou, and M. Vandenberg, “MicroGrid Laboratory Facilities,” *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 1–6, 2005.
- [29] C. Marnay and O. Bailey, “The CERTS microgrid and the future of the macrogrid,” *Conference: 2004 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Pacific Grove, CA (US), 08/22/2004–08/27/2004*, 2004.
- [30] J. Kueck, R. Staunton, S. Labinov, and B. Kirby, “Microgrid Energy Management System,” *ORNL/TM-2002/242. Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, November*, 2002.
- [31] M. Rawson, “Distributed generation costs and benefits issue paper,” *California Energy Commission (CEC)*, 2004.
- [32] B. Thomas and D. Richard, “IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues,” *IEEE Transaction of Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1159–1162, 2004.
- [33] T. TAKEDA and K. HIROSE, “Demonstrative research on new electric power network system demonstrative project on power supply systems by power quality service levels,” *Energy*, vol. 26, no. 5, pp. 340–343, 2005.

- [34] K. HIROSE, “Demonstration research on quality-classified power supply system.” *Kiho Enerugi Sogo Kogaku*, vol. 29, no. 2, pp. 26–34, 2006.
- [35] K. Hirose, T. Takeda, and A. Fukui, “Field demonstration on multiple power quality supply system in Sendai, Japan,” *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*, pp. 1–6, 2007.
- [36] Y. Maruyama, M. Nishikido, and T. Iida, “The rise of community wind power in Japan: Enhanced acceptance through social innovation,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2761–2769, 2007.
- [37] T. GODA, Y. KONO, Y. KOJIMA, and Y. YOSHIDA, “Demonstrative Research on New Electric Power Network System 3) Microgrid Research Project in Hachinohe-city,” *Energy*, vol. 26, no. 5, pp. 326–329, 2005.
- [38] Y. Kojima, M. Koshio, S. Nakamura, H. Maejima, Y. Fujioka, and T. Goda, “A Demonstration Project in Hachinohe: Microgrid with Private Distribution Line,” *System of Systems Engineering, 2007. SoSE'07. IEEE International Conference on*, pp. 1–6, 2007.
- [39] T. SUZUKI, “Demonstrative Research on New Electric Power Network System 5) Demonstrative Project of Regional Power Grids with Various New Energies, Kyoto Eco-Energy Project,” *Energy*, vol. 26, no. 5, pp. 333–335, 2005.
- [40] S. NAKAMURA, “The small sized wind power generation receiving a commercial chance. The 'Kyoto Eco-Energy Project' of Tango city, Kyoto prefecture aiming at a town-making for environmental sharing based on new energy.” *Gekkan Chikyu Kankyo*, vol. 37, no. 10, pp. 112–113, 2006.
- [41] K. NAKAMURA and J. SUMITA, “Development of ESP business. Activities for micro-grid. New energy plant operation in cooperation with NEDO at EXPO 2005 in Aichi Japan.” *NTT Power & Building Facilities Journal*, vol. 43, no. 253, pp. 12–15, 2006.
- [42] T. SHIMAKAGE, J. SUMITA, and N. UCHIYAMA, “Demonstrative Project of Regional Power Grid with Various New Energies at the 2005 World Exposition and Central Japan Airport City in Aichi, Japan-Energy control in micro grid,” *Papers of Technical Meeting on Frontier Technology and Engineering, IEE Japan*, pp. 33–37, 2007.

- [43] J. Kim, J. Jeon, and S. Kim, “Performance Evaluation of Microgrid Management Function in KERI pilot plant,” in *Renewable Energy and Power Quality*, 2010.
- [44] M. Meiqin, D. Ming, S. Jianhui, L. Chang, S. Min, and Z. Guorong, “Test-bed for microgrid with multi-energy Generators,” in *Electrical and Computer Engineering, 2008. CCECE 2008. Canadian Conference on*, 2008, pp. 000 637–000 640.
- [45] D. Yubing, G. Yulei, L. Qingmin, and W. Hui, “Modelling and simulation of the microsources within a microgrid,” in *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, 2008, pp. 2667–2671.
- [46] X. Shijie, “Consideration of Technology for Constructing Chinese Smart Grid,” *Automation of Electric Power Systems*, vol. 9, 2009.
- [47] G. Cable, “cables de alta , media y baja tensión. cables normalizados por las compañías eléctricas.” *Catálogos*, 2008. [Online]. Available: www.generalcable.es
- [48] E. Kurtz and T. Shoemaker, *The lineman’s and cableman’s handbook*. New York: McGraw-Hill, 1981.
- [49] R. Bartnikas and K. Srivastava, *Power and Communication Cables: Theory and Applications*. Wiley-IEEE Press, 2000.
- [50] “MT 2.21.61; Proyecto tipo, línea aérea de media tensión. Simple circuito con conductor de aluminio-acero LA-78.” Abril 2004.
- [51] H. Dommel, “Electromagnetic Transients Program Theory Book (EMTP Theory Book),” 1986.
- [52] ———, “Electromagnetic Transient Program (EMTP) Rule Book,” *EPRI EL*, 1989.
- [53] “MT 2.21.75; Proyecto tipo, línea aérea de media tensión. Doble circuito con conductor de aluminio-acero LA-180.” Abril 2004.
- [54] J. Li, K. Butler-Purpy, and C. Benner, “Modeling of TCC-based protective devices,” *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, vol. 1, 2003.

- [55] “NI-74.53.01; Organo de corte en red (OCR). Equipo completo.” Noviembre 2006.
- [56] “NI-76.21.02; Interruptor automático para control de potencia con reenganche manual (ICP-M).” Noviembre 2003.
- [57] “NI-74.53.03; Organo de corte en red (OCR). Aparellaje.” Noviembre 2006.
- [58] “NI-74.53.04; Organo de corte en red (OCR). Armario de control.” Noviembre 2006.
- [59] “NI-61.00.00; Interruptores automáticos de AT para ST y STR.” Febrero 2005.
- [60] “UNE-EN 60255-3. Relés eléctricos. Parte 3: Relés de medida y equipos de protección con una sola magnitud de alimentación de entrada de tiempo dependiente o independiente,” Noviembre 1998.
- [61] “NI-66.00.00 ; Reconectador (REC). Equipo completo.” Octubre 2006.
- [62] “NI-66.00.01 ; Reconectador (REC). Aparellaje.” Octubre 2006.
- [63] “NI-66.00.02 ; Reconectador (REC). Armario de control.” Octubre 2006.
- [64] “Manual LIRD101Av06,” 2008. [Online]. Available: <http://www.zivpmasc.es/documentacion/manuales.html>
- [65] “NI-75.06.11; Cortacircuitos fusibles de expulsion-seccionadores, con base polimérica, hasta 36 kV.” Junio 2003.
- [66] “NI-75.06.3; Fusibles limitadores de corriente asociados para AT hasta 36 kV.” Junio 2003.
- [67] “S&C Electric company,” 2008. [Online]. Available: http://www.sandc.com/support/tccs_smd_ot.asp
- [68] C. Cook and D. Myers, “The use of cooling-factor curves for coordinating fuses and reclosers,” *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, pp. 32–39, 2004.
- [69] C. Cook, “The Use of Cooling-Factor Curves for Coordinating Transformer-Primary Fuses and Feeder Reclosers in Rural Substations,” *Rural Electric Power Conference, 2007 IEEE*, pp. C3–C3, 2007.

- [70] J. Blackburn and T. Domin, *Protective Relaying: Principles And Applications*. CRC Press, 2006.
- [71] P. Anderson, *Power system protection*. IEEE Press New York, 1999.
- [72] “IEC 61000-2-1:1990, Electromagnetic compatibility. Part 2: Environment. Section 1 : Description of the environment for low frequency conducted disturbances and signaling in public power supply system.” 1990.
- [73] “IEEE Std 1346-1998, IEEE recommended practice for evaluating electric power system compatibility with electronic process equipment.” 1998.
- [74] L. Guasch Pesquer, “Efectos de los huecos de tensión en las máquinas de inducción y en los transformadores trifásicos,” <http://www.tdx.cesca.es/TDX-0608106-093857/>, Enero 2006.
- [75] M. Bollen, *Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions*. New York: IEEE Press, 1999.
- [76] M. Bollen and R. de Graaff, “Behavior of AC and DC drives during voltage sags with phase-angle jump and three-phase unbalance,” *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, vol. 2, 1999.
- [77] H. Song, H. Park, and K. Nam, “An instantaneous phase angle detection algorithm under unbalanced line voltage condition,” *Power Electronics Specialists Conference, 1999. PESC 99. 30th Annual IEEE*, vol. 1, 1999.
- [78] M. Bollen, “Characterisation of voltage sags experienced by three-phase adjustable-speed drives,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 4, pp. 1666–1671, 1997.
- [79] R. Capella, “Cuaderno Técnico nº 71,” *Protecciones eléctricas en MT.*, 1993.
- [80] J. Gomez and M. Morcos, “Voltage sag and recovery time in repetitive events,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 17, no. 4, pp. 1037–1043, 2002.
- [81] R. Thallam and G. Heydt, “Power acceptability and voltage sag indices in the three phasesense,” *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 2, 2000.

- [82] “IEEE 446-1995 (Orange Book), IEEE Recommended Practice For Emergency And Standby Power Systems For Industrial And Commercial Applications,” Jul 1996.
- [83] “IEEE 1346-1998, IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment,” Jul 1998.
- [84] “Type R Outdoor Circuit Breakers Descriptive Bulletin,” September 2001. [Online]. Available: <http://www.abb.com/product/db0003db004279/c125739900636470c1256e44005b6cc5.aspx>
- [85] “POWERSUB Medium Voltage Substation Circuit Breakers, Type FVR,” 1998. [Online]. Available: <http://ecatalog.squared.com/techlib/browse.cfm?hid=0b008926800af1de>
- [86] P. Barker, R. De Mello, P. Inc, and N. Schenectady, “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems,” *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 3, 2000.
- [87] H.Ñ.G., “Flexible AC Transmission Systems,” *IEEE Spectrum*, v 30, n. 4, pp. 40–44, 1993.
- [88] A. Edris, R. Adapa, M. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J. Lemay, A. Mehraban, A. Meyers *et al.*, “Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS),” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 17, pp. 46–46, 1997.
- [89] N. Hingorani, “Introducing custom power,” *IEEE spectrum*, vol. 32, no. 6, pp. 41–48, 1995.
- [90] L. Gyugyi and E. Strycula, “Active ac power filters,” in *Proc. IEEE Ind. Appl. Ann. Meeting*, vol. 19, 1976, pp. 529–535.
- [91] P. Rodríguez Cortés, “Aportaciones a los acondicionadores activos de corriente en derivación para redes trifásicas de cuatro hilos,” *Tesis doctoral*, 2005.
- [92] S. Kalyan K and M. L. Sen, *Introduction to FACTS Controllers. Theory, Modeling, and Applications*. Wiley, IEEE Press series., 2009.

- [93] N. Hingorani, L. Gyugyi, and M. El-Hawary, *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. IEEE press New York, 2000.
- [94] K. Padiyar, *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Age International Publishers, 2008.
- [95] M. Kazmierkowski and L. Malesani, “Current control techniques for three-phase voltage-source PWMconverters: a survey,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 1998.
- [96] J. W. Choi and S. K. Sul, “New current control concept—Minimum time current control in 3-phase PWM converter,” *Conf. Rec. IEEE PESC’95*, p. 332–338, 1995.
- [97] R. Ridley, “A new, continuous-time model for current-mode control.” *IEEE TRANS. POWER ELECTRON.*, vol. 6, no. 2, pp. 271–280, 1991.
- [98] T. M. Rowan and K. R. J., “A new synchronous current regulator and an analysis of current regulated PWM inverters.” *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. IA, no. 22, p. 678–690, 1986.
- [99] N. R. Zargari and J. G., “Performance investigation of a currentcontrolled voltage-regulated PWM rectifier in rotating and stationary frames.” *Proc. IEEE IECON’93*, p. 1193–1198, 1993.
- [100] D. Lee, S. Sul, and M. Park, “High performance current regulator for a field-oriented controlled induction motor drive,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, no. 5, pp. 1247–1257, 1994.
- [101] L. Zhang and F. Hardan, “Vector controlled VSI-fed AC drive using a predictive space vectorcurrent regulation scheme,” in *Industrial Electronics, Control and Instrumentation, 1994. IECON’94., 20th International Conference on*, vol. 1, 1994.
- [102] R. Wu, S. Dewan, and G. Slemon, “Analysis of a PWM AC to DC voltage source converter under predictedcurrent control with fixed switching frequency,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1990. APEC’90, Conference Proceedings 1990., Fifth Annual*, 1990, pp. 287–294.

- [103] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, “Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 20, no. 3, pp. 625–630, 1984.
- [104] B. Bose, “An adaptive hysteresis-band current control technique of avoltage-fed PWM inverter for machine drive system,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 37, no. 5, pp. 402–408, 1990.
- [105] J. Hung, W. Gao, and J. Hung, “Variable structure control: a survey,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 40, no. 1, pp. 2–22, 1993.
- [106] V. Utkin, “Sliding mode control design principles and applications to electric-drives,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 40, no. 1, pp. 23–36, 1993.
- [107] M. Buhl and R. Lorenz, “Design and implementation of neural networks for digital current regulation of inverter drives,” in *Industry Applications Society Annual Meeting, 1991., Conference Record of the 1991 IEEE*, pp. 415–421.
- [108] B. Burton, R. Harley, G. Diana, and J. Rodgerson, “Implementation of a neural network to adaptively identify and control VSI-Fed induction motor stator currents,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, no. 3, pp. 580–588, 1998.
- [109] M. Dzieniakowski and M. Kazmierkowski, “Self-tuned fuzzy PI current controller for PWM-VSI,” in *European Conference On Power Electronics And Applications*, vol. 1, 1995, pp. 1–1.
- [110] M. Illindala, “Vector control of PWM VSI based distributed resources in a Microgrid,” 2005.
- [111] T. Crystal, L. Ehrman, I. SIGNATRON, and M. Lexington, “The design and applications of digital filters with complex coefficients,” *IEEE Transactions on Audio and Electroacoustics*, vol. 16, no. 3, pp. 315–320, 1968.
- [112] X. Yuan, W. Merk, H. Stemmler, and J. Allmeling, “Stationary-frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady-state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operating conditions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, no. 2, pp. 523–532, 2002.

- [113] G. Hsieh and J. Hung, "Phase-locked loop techniques. A survey," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 43, no. 6, pp. 609–615, 1996.
- [114] R. Best, *Phase-locked loops: design, simulation, and applications*. McGraw-Hill Professional, 2007.
- [115] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Improved PLL structures for single-phase grid inverters," in *Proc. Int. Conf. PELINCEC*, 2005.
- [116] H. Song and K. Nam, "Instantaneous phase-angle estimation algorithm under unbalanced voltage-sag conditions," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 6, pp. 409–415, 2000.
- [117] G. Paap, "Symmetrical components in the time domain and their application to power network calculations," *IEEE transactions on power systems*, vol. 15, no. 2, pp. 522–528, 2000.
- [118] A. Schonung and H. Stemmler, "Static frequency changers with subharmonic control in conjunction with reversible variable speed ac drives," *Brown Boveri Rev*, vol. 51, no. 8/9, pp. 555–577, 1964.
- [119] J. Holtz, "Pulsewidth modulation-a survey," *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 39, no. 5, pp. 410–420, 1992.
- [120] J. Moynihan, M. Egan, and J. Murphy, "Theoretical spectra of space-vector-modulated waveforms," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 145, p. 17, 1998.
- [121] A. Pardo and J. Díaz, "Aplicaciones de los convertidores de frecuencia. Estrategia PWM," 2005.
- [122] A. Hava, "Carrier based PWM-VSI drives in the overmodulation region," Ph.D. dissertation, University of Wisconsin, 1998.
- [123] G. Buja and G. Indri, "Improvement of pulse width modulation techniques," *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)*, vol. 57, no. 5, pp. 281–289, 1975.
- [124] J. Houldsworth, "Use of harmonic distortion to increase the output voltage of a three-phase PWM inverter." *IEEE TRANS. INDUST. APPLIC.*, vol. 20, no. 5, pp. 1224–1228, 1984.

- [125] S. Bowes and A. Midoun, “New PWM switching strategy for microprocessor controlled inverter drives,” *IEE Proceedings B [see also IEE Proceedings-Electric Power Applications] Electric Power Applications*, vol. 133, no. 4, pp. 237–254, 1986.
- [126] K. King, “A three phase transistor class-B inverter with sinewave output and high efficiency,” in *Inst. Elec. Eng. Conf. Publ*, vol. 123, 1974, pp. 204–209.
- [127] T. Kenjo, “Power electronics for the microprocessor age,” *Oxford University Press*, 1990.
- [128] M. Depenbrock, R. Bochum, and G. Bochum, “Pulse width control of a 3-phase inverter with non-sinusoidal phase voltages,” in *IEEE/IAS International Semiconductor Power Converter Conference*. IEEE, 1982.
- [129] S. Ogasawara, H. Akagi, and A. N̄abae, “A novel PWM scheme of voltage source inverters based on space vector theory,” *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)*, vol. 74, no. 1, pp. 33–41, 1990.
- [130] K. Kolar, H. Ertl, and F. Zach, “Minimization of the harmonic rms content of the mains current of a PWM converter system based on the solution of an extreme value problem,” in *ICHPC Conf. Rec*, 1990, pp. 234–243.
- [131] K. Taniguchi, Y. Ogino, and H. Irie, “PWM technique for power MOSFET inverter,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 3, no. 3, pp. 328–334, 1988.
- [132] G. Pfaff, A. Weschta, and A. Wick, “Design and experimental results of a brushless ac servo drive,” *IEEE transactions on industry applications*, vol. 20, no. 4, pp. 814–821, 1984.
- [133] H. Van Der Broeck, H. Skudelny, and G. Stanke, “Analysis and realization of a pulsewidth modulator based on voltagespace vectors,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 24, no. 1 Part 1, pp. 142–150, 1988.
- [134] K. Zhou and D. Wang, “Relationship between space-vector modulation and three-phase carrier-based PWM: a comprehensive analysis,” *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 49, no. 1, pp. 186–196, 2002.

- [135] L. Conrad, K. Little, and C. Grigg, "Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 27, no. 1, pp. 167–172, 1991.
- [136] C. Becker, W. Braun Jr, K. Carrick, T. Diliberti, C. Grigg, J. Groesch, B. Hazen, T. Imel, D. Koval, D. Mueller *et al.*, "Proposed chapter 9 for predicting voltage sags (dips) in revision to IEEE Std 493, the Gold Book," in *Transmission and Distribution Conference, 1994., Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society*, 1994, pp. 7–14.
- [137] M. Bollen, "Method of critical distances for stochastic assessment of voltage sags," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, p. 70, 1998.
- [138] R. Billinton and W. Li, *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. Plenum Publishing Corporation, 1994.
- [139] J. Maritínez and V. AA., *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. Mc Graw Hill, 2008.
- [140] P. Coddington, "Analysis of random number generators using Monte Carlo simulation," *International Journal of Modern Physics C-Physics and Computer*, vol. 5, no. 3, p. 647, 1994.
- [141] D. Sikes, I. Co, and I. Boise, "Comparison between power quality monitoring results and predicted stochastic assessment voltage sags- real" reliability for the customer," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 2, pp. 677–682, 2000.
- [142] M. Arnedo, "Predicción estocástica de huecos de tensión mediante simulación digital," Ph.D. dissertation, Universitat Politècnica de Catalunya, 2005.
- [143] J. Oudin, M. Fallou, and H. Thevenon, "Design and development of dc cables," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 304–311, 1967.