Estudio sobre las interconexiones de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias

Jacob David Rodríguez Bordón

Proyecto Fin de Carrera

Titulación: Ingeniería Industrial, Plan 2001

Intensificación: Electricidad

Tutor: José Fernando Medina Padrón

Cotutor: José Manuel García Muñoz

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Octubre 2011

Agradecimientos

Quisiera agradecer a todas las personas que, directa o indirectamente, han contribuido a la consecución de este Proyecto Fin de Carrera.

En primer lugar, agradecer a D. José Fernando Medina Padrón, Tutor de este Proyecto, su total apoyo, confianza, orientación e increíble paciencia, lo cual ha sido capital para que éste haya llegado a buen puerto. Quisiera agredecer también a D. José Manuel García Muñoz, Cotutor de este Proyecto, por ofrecer su guía en los pasos iniciales de éste.

Quisiera destacar también a todos y cada uno de los profesores que supieron compartir, no sólo del lado académico, sino también del lado más humano y personal, sus lecciones y experiencias. Sin ellas, muchas inquietudes no hubiesen sido despertadas.

Quisiera expresar mi agradecimiento a todos los compañeros de carrera, aquellos que me ayudaron, aquellos que me acompañaron, y aquellos que aceptaron mi ayuda. Muchas horas pasamos juntos compartiendo aliento, ideas e ilusiones.

Agradezco de manera muy especial el soporte fundamental de mi amigo y compañero Santiago Padrón Hernández, con quien he compartido infinidad de horas, inquietudes, experiencias e ilusiones. También quiero hacer constar el apoyo apoyo recibido a lo largo de los años por Ayoze, Miriam, David, Sofía, Sócrates, Jorge y Sergio. También quisiera manifestar mi agradecimiento a Inmaculada Jáuregui, por su golpe de timón cuando me dirigía hacia acantilados.

Es inconmensurable la gratitud hacia mi familia. Gratitud a mis padres, Agustín y Carmen, por ofrecer un entorno estimulante en donde madurar, y cuyo ejemplo me ha permitido ver las dos caras de la moneda en muchos aspectos de la vida. Gratitud a mis tres hermanos, Agustín, Javier y Valentín, por siempre ofrecer su apoyo y consejos.

Agradecimientos

Contenidos

Presentación del Proyecto Fin de Carrera **XXV**

I Introducción **1**

1. Interconexión de sistemas eléctricos. Generalidades **3**
1.1. Evolución histórica de los sistemas eléctricos . . . 3
1.2. Papel de las interconexiones en los sistemas eléctricos . . . 9
1.3. Características generales de una interconexión . . . 13
1.3.1. Comparación entre transporte en CA[1] y CC[2] . . . 14
1.3.2. Limitaciones de la potencia transportable . . . 16
1.4. Planificación de la infraestructura eléctrica . . . 17
1.5. Conclusiones . . . 19

2. Interconexión de sistemas eléctricos. Transporte de potencia **21**
2.1. Introducción . . . 21
2.2. Estabilidad de sistemas eléctricos . . . 22
2.3. Transporte en CA . . . 24
2.3.1. Componentes . . . 25
2.3.2. Transporte de potencia activa . . . 26
2.3.3. Control de potencia . . . 31
2.3.4. Pérdidas y costes . . . 39
2.4. Transporte en CC. Configuraciones . . . 40
2.5. Transporte en CC mediante LCC[3] - CSC[4] . . . 42
2.5.1. Componentes . . . 43
2.5.2. Transporte de potencia en régimen estacionario . . . 47
2.5.3. Control y operación . . . 49
2.5.4. Comportamiento ante perturbaciones . . . 52
2.5.5. Fiabilidad y disponibilidad . . . 53
2.5.6. Pérdidas y costes . . . 54
2.6. Transporte en CC mediante VSC[5] . . . 55
2.6.1. Componentes . . . 56
2.6.2. Transporte de potencia en régimen estacionario . . . 58
2.6.3. Control y operación . . . 60
2.6.4. Comportamiento ante perturbaciones . . . 61

[1] Corriente Alterna
[2] Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto
[3] Line Commutated Conversion
[4] Current Source Conversion
[5] Voltage Source Conversion

2.6.5. Fiabilidad y disponibilidad . . . 62
2.6.6. Pérdidas y costes . . . 62
2.7. Conclusiones . . . 63

3. Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica 65
3.1. Introducción . . . 65
3.2. Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica . . . 68
3.3. Instalación del cable submarino . . . 70
3.3.1. Pre-tendido . . . 71
3.3.2. Tendido . . . 71
3.3.3. Post-tendido . . . 77
3.4. Elementos de los cables submarinos de energía eléctrica . . . 78
3.4.1. Conductor . . . 78
3.4.2. Sistema de aislamiento . . . 80
3.4.3. Cubiertas de bloqueo de agua y otros . . . 83
3.4.4. Armadura . . . 84
3.4.5. Protección anticorrosiva . . . 86
3.4.6. Capas exteriores . . . 87
3.5. Configuración de los cables . . . 88
3.6. Ensayos y normas aplicables . . . 90
3.6.1. Ensayos de desarrollo . . . 90
3.6.2. Ensayos tipo . . . 91
3.7. Tasas de fallo de los cables submarinos de energía eléctrica . . . 93
3.8. Limitaciones actuales . . . 93

II Desarrollo 95

4. Entorno 97
4.1. Territorio . . . 97
4.2. Demografía y economía . . . 99
4.3. Energía . . . 101
4.4. Desarrollo energético del noroeste de África . . . 104
4.5. Medio natural . . . 107
4.5.1. Protección ambiental . . . 107
4.5.2. Cables submarinos de telecomunicaciones operativos . . . 108
4.5.3. Batimetría general . . . 111
4.5.4. Parámetros físicos del medio marino . . . 111
4.6. Conclusiones . . . 114

5. Redes eléctricas 117
5.1. Introducción . . . 117
5.2. Lanzarote - Fuerteventura . . . 118
5.2.1. 2010 . . . 119
5.2.2. 2016 . . . 119
5.3. Gran Canaria . . . 119
5.3.1. 2010 . . . 120
5.3.2. 2016 . . . 120
5.4. Tenerife . . . 120
5.4.1. 2010 . . . 121
5.4.2. 2016 . . . 121
5.5. La Gomera . . . 121

5.6. Área sur de Marruecos/Sáhara Occidental . . . 122
5.7. Topología de las interconexiones . . . 123
5.7.1. Zona interconexión oriental . . . 125
5.7.2. Zona interconexión provincial . . . 126
5.7.3. Zona interconexión occidental . . . 127
5.8. Conclusiones . . . 127

6. Demanda **129**
6.1. Introducción . . . 129
6.2. Demanda anual . . . 130
6.2.1. Energía anual . . . 130
6.2.2. Potencia punta . . . 135
6.3. Demanda mensual . . . 137
6.4. Demanda diaria . . . 141
6.5. Demanda horaria . . . 142
6.6. Demanda por subestaciones . . . 144
6.6.1. Lanzarote . . . 145
6.6.2. Fuerteventura . . . 145
6.6.3. Gran Canaria . . . 146
6.6.4. Tenerife . . . 148
6.6.5. La Gomera . . . 150
6.7. Conclusiones . . . 150

7. Generación **153**
7.1. Introducción . . . 153
7.2. Grupos generadores instalados y planificados . . . 154
7.2.1. Lanzarote . . . 157
7.2.2. Fuerteventura . . . 159
7.2.3. Gran Canaria . . . 162
7.2.4. Tenerife . . . 166
7.2.5. La Gomera . . . 168
7.2.6. Área sur de Marruecos/Sáhara Occidental . . . 171
7.3. Características de la generación convencional . . . 172
7.3.1. Rendimientos y consumos de combustible . . . 172
7.3.2. Límites de trabajo . . . 174
7.4. Características de la generación no convencional . . . 176
7.4.1. Energía eólica . . . 176
7.4.2. Energía solar fotovoltaica . . . 193
7.5. Costes de generación . . . 195
7.6. Reservas de potencia . . . 198
7.7. Conclusiones . . . 200

8. Rutas submarinas **203**
8.1. Introducción . . . 203
8.2. Corredor entre Tarfaya y Fuerteventura . . . 204
8.3. Corredor entre Lanzarote y Fuerteventura . . . 208
8.4. Corredor entre Fuerteventura y Gran Canaria . . . 208
8.5. Corredor entre Gran Canaria y Tenerife . . . 212
8.6. Corredor entre Tenerife y La Gomera . . . 217
8.7. Conclusiones . . . 218

9. Dimensionamiento de las interconexiones **227**

9.1. Introducción . . . 227
9.2. Establecimiento de propuestas preliminares . . . 230
9.2.1. Interconexión Lanzarote - Fuerteventura . . . 230
9.2.2. Interconexión Fuerteventura - Gran Canaria . . . 230
9.2.3. Interconexión Marruecos - Fuerteventura . . . 235
9.2.4. Interconexión Marruecos - Gran Canaria . . . 236
9.2.5. Interconexión Gran Canaria - Tenerife . . . 236
9.2.6. Interconexión Tenerife - La Gomera . . . 237
9.3. Diseño y cálculo de los cables submarinos de las propuestas . . . 239
9.3.1. Unipolar submarino 1600 m, 132 kV CA, 400 mm^2, XLPE . . . 241
9.3.2. Tripolar submarino 1200 m, 66 kV CA, 240 mm^2, XLPE . . . 262
9.3.3. Tripolar submarino 50 m, 66 kV CA, 300 mm^2, EPR . . . 274
9.3.4. Tripolar submarino 50 m, 132 kV CA, 300 mm^2, XLPE . . . 280
9.3.5. Unipolar submarino 1600 m, 80 kV CC, 400 mm^2, XLPE . . . 284
9.3.6. Unipolar submarino 1600 m, 150 kV CC, 400 mm^2, XLPE . . . 290
9.3.7. Unipolar submarino 1600 m, 250 kV CC, 750 mm^2, MI . . . 294
9.4. Proyección temporal y espacial de las propuestas definitivas . . . 297

10. Evaluación de las interconexiones propuestas 303
10.1. Introducción . . . 303
10.2. Escenarios de estudio . . . 303
10.3. Aspectos de evaluación . . . 305
10.4. Escenario 2010.1 . . . 308
10.4.1. Seguridad del sistema . . . 308
10.4.2. Reservas de potencia . . . 309
10.4.3. Cobertura de la demanda . . . 311
10.4.4. Análisis en régimen estacionario . . . 313
10.4.5. Análisis en régimen dinámico . . . 317
10.5. Escenario 2010.2 . . . 322
10.5.1. Seguridad del sistema . . . 322
10.5.2. Reservas de potencia . . . 325
10.5.3. Cobertura de la demanda . . . 326
10.5.4. Análisis en régimen estacionario . . . 327
10.5.5. Análisis en régimen dinámico . . . 330
10.6. Escenario 2010.3 . . . 333
10.6.1. Seguridad del sistema . . . 333
10.6.2. Reservas de potencia . . . 333
10.6.3. Cobertura de la demanda . . . 333
10.6.4. Análisis en régimen estacionario . . . 334
10.6.5. Análisis en régimen dinámico . . . 336
10.7. Escenario 2010.4 . . . 337
10.7.1. Seguridad del sistema . . . 338
10.7.2. Reservas de potencia . . . 338
10.7.3. Cobertura de la demanda . . . 339
10.7.4. Análisis en régimen estacionario . . . 341
10.7.5. Análisis en régimen dinámico . . . 341
10.8. Escenario 2016.1 . . . 342
10.8.1. 2016.1.A . . . 342
10.8.2. 2016.1.B . . . 342
10.9. Escenario 2016.2 . . . 346
10.10. Escenario 2021 . . . 347

10.10.1 2021.1.A . . . 348
10.10.2 2021.1.B . . . 348

III Conclusiones 351

11. Conclusiones finales 353
11.1. Sobre la posibilidad del tendido de los cables submarinos . . . 353
11.2. Sobre los parámetros eléctricos . . . 354
11.3. Impacto de las interconexiones en la integración de energía eólica . . . 355
11.4. Fortalezas y debilidades de las propuestas. Selección de las propuestas más adecuadas . . . 356
11.5. Líneas futuras . . . 358

Referencias 365

IV Apéndices 367

A. Datos del entorno marino 369
A.1. Batimetrías . . . 369
A.1.1. General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO) . . . 369
A.1.2. Investigación oceanográfica e hidrográfica de la Zona Económica Exclusiva Española . . . 370
A.2. Oleaje . . . 370
A.3. Temperaturas del fondo marino . . . 372

B. Modelado de cables de energía eléctrica CA 377
B.1. Modelado eléctrico . . . 377
B.1.1. Planteamiento . . . 377
B.1.2. Matrices primitivas . . . 381
B.1.3. Modificaciones de las matrices primitivas . . . 399
B.1.4. Modelo completo discretizado de una línea de transporte . . . 402
B.2. Modelado térmico . . . 408
B.2.1. Cable unipolar enterrado y separado térmicamente de otros cables . . . 409
B.2.2. Modelo para el cálculo de la corriente de cortocircuito admisible . . . 412

C. Parámetros de los modelos 417
C.1. Líneas de transporte . . . 417
C.1.1. Líneas aéreas . . . 417
C.1.2. Líneas subterráneas . . . 423
C.2. Transformadores . . . 424

D. Subestaciones y líneas de transporte 427

E. Resultados completos de los análisis en régimen estacionario 453
E.1. Escenario 2010.1 . . . 453
E.2. Escenario 2010.2 . . . 459
E.3. Escenario 2010.3 . . . 472

F. DVD adjunto 479

V Planos **481**

Abreviaturas

AAI	Autorización Ambiental Integrada
ABB	Asea Brown Boveri
ACE	Area Control Error
AEIC	The Association of Edison Illuminating Companies
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
AGC	Automatic Generation Control
AIEE	American Institute of Electrical Engineers
ANSI	American National Standards Institute
ATSOI	Association of the Transmission System Operators of Ireland
BALTSO	Baltic Transmission System Operators
BOC	Boletín Oficial de Canarias
BOE	Boletín Oficial del Estado
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto
CCC	Capacitor Commutated Conversion
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CNE	Comisión Nacional de Energía
CSC	Current Source Conversion
DIN	Deutsches Institut für Normung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPR	Ethylene Propylene Rubber
ETSO	European Transmission System Operators
FF	Fluid Filled
GEBCO	General Bathymetric Chart of the Oceans
HPOF	High Pressure Oil Filled

HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
ICPC	International Cable Protection Committee
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
ISTAC	Instituto Canario de Estadística
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias
LASCR	Light Activated Silicon Controlled Rectifier
LCC	Line Commutated Conversion
LPOF	Low Pressure Oil Filled
MI	Mass Impregnated
MMC	Modular Multilevel Converters
NORDEL	Transmission System Operators in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden
ONE	Office National d'Electricité du Maroc
PECAN	Plan Energético de Canarias
PTEOIE	Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas
PWM	Pulse Width Modulation
REE	Red Eléctrica de España
REF	Régimen Económico y Fiscal Canario
ROV	Remote Operated Vehicle
SCOF	Self Contained Oil Filled
SCFF	Self Contained Fluid Filled
SCR	Silicon Controlled Rectifier
SEIE	Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
SIG	Sistema de Información Geográfica
STATCOM	STATic COMpensator
SVC	Static Var Compensator
SWP	Side Wall Pressure
UCPTE	Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

UKTSOA United Kingdom Transmission System Operators Association

VSC Voltage Source Conversion

XLPE Cross Linked Polyethylene

ZEC Zona Especial Canaria

ZEE Zona Económica Exclusiva

Índice de figuras

1. Estructura del presente estudio XXVIII

1.1. Primera central de generación para la iluminación de New York en 1880 . . . 4
1.2. Primeras turbinas de vapor de Parsons 5
1.3. Sistema propuesto por Tesla en la patente US 39072 de 1888 6
1.4. Aislador de disco, imagen de patente US 1110934 de 1907 7
1.5. Línea de transporte en corriente alterna a 1000 kV 8
1.6. Saldos energéticos entre Comunidades Autónomas en España 10
1.7. Interconexión entre dos sistemas eléctricos I-II 13
1.8. Potencia transportable en función de la longitud (líneas aéreas), CA frente a CC 15
1.9. Potencia transportable en función de la longitud (cable tripolar 1000 mm^2 Cu) 15
1.10. Costes en función de la longitud, CA frente a CC 16

2.1. Característica Q-P para mantener 1 pu en terminales 27
2.2. Esquema y diagrama fasorial interconexión en CA 27
2.3. Característica potencia en función del ángulo de carga δ 28
2.4. Característica de la potencia transportada en función de δ 30
2.5. Control primario de los grupos generadores en un área 33
2.6. Dos áreas interconectadas sólo con control primario 36
2.7. Control secundario de dos áreas 38
2.8. Esquema general de transporte HVDC 40
2.9. Enlace monopolar (retorno metálico opcional) 41
2.10. Enlace bipolar (retorno metálico opcional) 41
2.11. Enlace homopolar 41
2.12. Unifilar de la interconexión HVDC LCC Itaipú, [19] 44
2.13. Circuito equivalente en régimen estacionario de un sistema HVDC convencional 48
2.14. Característica ideal del estado estacionario 50
2.15. Característica real del estado estacionario 51
2.16. Característica real combinada del estado estacionario 52
2.17. Componentes principales de una estación HVDC-VSC, [8] 56
2.18. Comparación entre implementación VSC-PWM (2 niveles) y VSC-MMC . . . 57
2.19. Tensiones y corrientes en régimen estacionario del sistema HVDC-VSC (criterio generador) 58
2.20. Diagrama típico $P-Q$ del estado estacionario de un sistema VSC, [8] . . . 59
2.21. Bloques de control básicos 60

3.1. BP Atlantis, Golfo de México, profundidad 2150 metros, [122] 68
3.2. Cortador suelo rocoso y zanja abierta (prof. máx. 150 metros), [121] 71
3.3. Protección de otros cables y canalizaciones, [122] 72
3.4. Células de protección de acero, [122] 72

3.5. Elementos y parámetros principales en el tendido del cable, [122] 73
3.6. Polea de radio R, salida del cable 73
3.7. Trayectorias (líneas rojas), velocidades (vectores azules) y fuerzas hidrodinámicas (vectores verdes) en la instalación a velocidad y profundidad constantes 75
3.8. Resistencias hidrodinámicas en la instalación de un cable 76
3.9. Imagen de patente US 4.132.084, [55] 77
3.10. Imagen de patente US 4.659.253, [70] 77
3.11. Tipos de secciones de conductor 79
3.12. Comparación entre el estado de recuperación de un tramo de cable submarino enterrado y otro tramo expuesto, [58] 87
3.13. Configuraciones típicas de cables 88
3.14. Conexiones de pantallas y armaduras 89
3.15. Ensayo mecánico Electra 171, [125] 92

4.1. Localización de las Islas Canarias en el mapa mundial 97
4.2. Localización de cada una de las islas 98
4.3. Mapa de las regiones vecinas 98
4.4. Territorialidad de las aguas 99
4.5. Sistemas eléctricos de las Islas Canarias en 2010 y instalaciones programadas, según REE [29] 104
4.6. Red actual y planificada en Marruecos al este de Canarias 106
4.7. Red África-Europa propuestas por DESERTEC Foundation 106
4.8. Mapa de Espacios Naturales Protegidos en las Islas Canarias, [25] 109
4.9. Mapa de ZEC en las Islas Canarias, [25] 109
4.10. Cables submarinos de telecomunicaciones operativos en Canarias 110
4.11. Batimetría de la zona de estudio acotada entre 0 y -2000 metros, isóbatas cada 250 metros 112
4.12. Temperaturas del lecho marino en la zona de estudio aplicando la curva de la figura A.8, isotermas cada 2°C 113

5.1. Red actual y planificada en Marruecos al este de Canarias 122
5.2. Mapa de subestaciones actuales (puntos negros), subestaciones planificadas (puntos blancos), zona de profundidad menor que 2000 metros (zona verde) y pasillos posibles (zona amarilla) 124
5.3. Posibilidades topológicas de interconexión de la zona oriental 125

6.1. Modelo de demanda para el estudio 130
6.2. Histórico de demanda de energía eléctrica anual 133
6.3. Comparación entre demandas anuales previstas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011 y las demandas reales 133
6.4. Histórico de demanda de energía eléctrica mensual 138
6.5. Componente mensual de la demanda mensual separada, sistema de Gran Canaria 139
6.6. Comparación entre modelo y realidad histórica en cuanto a demanda mensual, sistema de Gran Canaria 140
6.7. Perfil mensual k_{mensual} utilizado para el estudio 140
6.8. Modificación de la demanda diaria como consecuencia del perfil mensual . . . 140
6.9. Eliminación de componente mensual y anual de la muestra. Aislamiento de la componente diaria 141
6.10. Perfil semanal $k_{\text{día semana}}$ utilizado para el estudio 142

6.11. Comparación entre modelo de demanda diaria y datos reales, demanda diaria Tenerife 2009 . . . 142
6.12. Superposición de la demanda de Gran Canaria y las horas de luz solar . . . 143
6.13. Demanda horaria generada por el modelo durante una semana, caso de La Gomera . . . 144

7.1. Rendimientos por tecnologías de generación, [67] . . . 172
7.2. Consumos a carga parcial por tecnologías de generación . . . 173
7.3. Límites U, f y U/f de operación continua de máquinas síncronas . . . 175
7.4. Límites PQ de máquinas síncronas . . . 175
7.5. Variabilidad de la energía eólica y sus impactos sobre los procesos de operación del sistema eléctrico, [49] . . . 177
7.6. Series temporales de producción eólica normalizada, [66] . . . 178
7.7. Mapa de parques eólicos de Canarias, [117] . . . 179
7.8. % producción de energía eólica mensual sobre la anual . . . 180
7.9. Curvas monótonas de producción Gran Canaria (77 MW inst.), [102] . . . 180
7.10. Curva monótona de producción España peninsular (∼19 GW inst.), [29] . . . 181
7.11. Monótonas de producción eólica anual Lanzarote y Fuerteventura respecto a potencias instaladas 2016 . . . 182
7.12. Monótonas de producción eólica anual Lanzarote - Fuerteventura y Gran Canaria respecto a potencias instaladas 2016 . . . 182
7.13. Monótonas de producción eólica anual Gran Canaria y Tenerife respecto a potencias instaladas 2016 . . . 182
7.14. Potencia media diaria de origen eólico con potencias instaladas 2016, a partir de datos meteorológicos [123]: 2007, 2008 y 2009 . . . 184
7.15. Cuadro errores SIPREÓLICO en un horizonte predicción de 12 horas (nivel de confianza del 90 %), [102] . . . 185
7.16. Variaciones de potencia eólica diaria media $P_{(d+1)} - P_d$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016 . . . 187
7.17. Producción eólica a lo largo de un día . . . 188
7.18. Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+1)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016 . . . 189
7.19. Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+3)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016 . . . 190
7.20. Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+6)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016 . . . 191
7.21. Horas de orto y ocaso, [109] . . . 194
7.22. Radiación solar diaria en superficie horizontal en Tenerife, [111] . . . 194
7.23. Radiación solar en ILASPALM3 [123], viernes 21 de julio 2009 hasta viernes 28 de julio . . . 195
7.24. Curvas de costes $C_{fun} + C_{OM}$ . . . 197
7.25. Curvas de costes por MWh . . . 197

8.1. Batimetría de la zona entre las costas africanas y las islas orientales, acotada entre 0 y -2000 metros . . . 205
8.2. Batimetría con los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura (isóbatas 100 metros) . . . 206
8.3. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura 206
8.4. Composición del fondo en la arribada a Las Salinas, [46] . . . 207
8.5. Composición del fondo en la arribada a Gran Tarajal, [46] . . . 207
8.6. Composición del fondo en la arribada a Matas Blancas (Bco. del Vachuelo), [46] . . . 207

8.7. Batimetría y trazado Playa de las Coloradas - Caletilla Negra (isóbatas 10 metros) . . . 209
8.8. Perfil longitudinal del trazado Playa de las Coloradas - Caletilla Negra 209
8.9. Composición del fondo estrecho de la Bocayna, [46] 209
8.10. Batimetría de la zona entre Fuerteventura y Gran Canaria, acotada entre 0 y -2000 metros . . . 210
8.11. Batimetría con los trazados propuestos Fuerteventura - Gran Canaria (isóbatas 100 metros) . . . 213
8.12. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en el Bco. del Vachuelo . . . 213
8.13. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en Morro Jable . 214
8.14. Composición del fondo en la zona entre Fuerteventura y Gran Canaria, [46] . 214
8.15. Composición del fondo en la arribada a Jandía (Morro Jable), [46] 214
8.16. Composición del fondo en la arribada a C.T. Jinámar, [46] 220
8.17. Composición del fondo en la arribada a C.T. Bco. Tirajana, [46] 220
8.18. Batimetría de la zona entre Gran Canaria y Tenerife, acotada entre 0 y -2400 metros . . . 221
8.19. Batimetría con los trazados Gran Canaria - Tenerife (isóbatas 100 metros) . 222
8.20. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en La Aldea (Playa de la Aldea) . . . 222
8.21. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en Santa Águeda (Bco. Arguineguín) . . . 222
8.22. Composición del fondo en la arribada a La Aldea (Playa de la Aldea), [46] . . 223
8.23. Composición del fondo en la arribada a Santa Águeda (Bco. Arguineguín), [46] 223
8.24. Composición del fondo en la arribada a C.T. Granadilla, [46] 223
8.25. Batimetría de la zona entre Tenerife y La Gomera, acotada entre 0 y -2000 metros . . . 224
8.26. Batimetría con trazados propuestos Tenerife - La Gomera (isóbatas 100 metros) 225
8.27. Perfiles longitudinales de los trazados propuestos Tenerife - La Gomera . . . 225
8.28. Composición del fondo en la arribada Guía de Isora (Playa la Arena), [46] . . 225
8.29. Composición del fondo en la arribada a Los Olivos (Playa de Callado), [46] . 226
8.30. Composición del fondo en la arribada a El Palmar, [46] 226

9.1. Sistemas eléctricos, potencias térmicas instaladas e interconexiones propuestas hasta este punto. En negro proyectos factibles para 2016, en rojo proyectos posibles más allá de 2021 . . . 227
9.2. Sección del cable (escala 1:2) . . . 242
9.3. Comparación entre las fuerzas axiales al variar el ángulo de salida del barco ϕ 243
9.4. Tensiones de Von Mises σ_{VM}, $P_{\text{hidroestática}} = 24\,\text{MPa}$ (1600 metros de profundidad y $c_{\text{seguridad}} = 1{,}5$) . . . 246
9.5. Deformación ϵ_{xx}, $P_{\text{hidroestática}} = 24\,\text{MPa}$ (1600 metros de profundidad y $c_{\text{seguridad}} = 1{,}5$) . . . 246
9.6. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia 249
9.7. Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga . . . 251
9.8. Distribución de tensiones en vacío . . . 252
9.9. Distribución de tensiones en vacío con conexión equipotencial entre capas exteriores . . . 252
9.10. Distribución de corrientes en vacío para el conductor de fase . . . 253
9.11. Distribución de corrientes en vacío para el conductor de fase con conexión equipotencial entre capas exteriores . . . 253
9.12. Distribución de corrientes en vacío para las capas exteriores . . . 254

9.13. Distribución de corrientes en vacío para las capas exteriores con conexión equipotencial entre dichas capas 254
9.14. Perfil de temperaturas para el tercer caso de la tabla 9.4 258
9.15. Curvas paramétricas con respecto a $T_{\text{lecho marino}}$ ($y_{\text{enterramiento}} = 1{,}0$ m) . . . 260
9.16. Curvas paramétricas con respecto a $y_{\text{enterramiento}}$ ($T_{\text{lecho marino}} = 11$°C) 261
9.17. Sección del cable (escala 1:2) 263
9.18. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia 267
9.19. Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga 268
9.20. Distribución de tensiones (carga 20 MW) 269
9.21. Distribución de tensiones (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas 269
9.22. Distribución de corrientes del conductor de fase (carga 20 MW) 270
9.23. Distribución de corrientes del conductor de fase (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas 270
9.24. Distribución de corrientes en para las capas exteriores (carga 20 MW) 271
9.25. Distribución de corrientes en para las capas exteriores (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas 271
9.26. Distribución de temperaturas en el cable y en el terreno 273
9.27. Distribución de temperaturas en el cable y zonas próximas 273
9.28. Sección del cable (escala 1:2) 276
9.29. Variación de impedancias de secuencia con respecto a la resistividad del material de la armadura y la resistividad del terreno 279
9.30. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia 279
9.31. Sección del cable (escala 1:2) 281
9.32. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia 284
9.33. Limitaciones mecánicas conservadoras en cables HVDC-VSC, [13] 285
9.34. Sección del cable (escala 1:1) 287
9.35. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar . 289
9.36. Sección del cable (escala 1:1) 292
9.37. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar . 293
9.38. Sección del cable (escala 1:1) 296
9.39. Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar . 297
9.40. Prioridades en la planificación energética 297
9.41. Proyección temporal y relación entre las propuestas 299
9.42. Proyección espacial y estado actual interconectado 2010 (isóbatas 200 metros) 300
9.43. Proyección espacial y relación entre las propuestas de interconexión 2016 (isóbatas 200 metros) 301
9.44. Proyección espacial y relación entre las propuestas de interconexión 2021 (isóbatas 200 metros) 302

10.1. Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.1, con requisitos adicionales (arriba), sin requisitos adicionales (abajo) 314
10.2. Sobrerreserva en las centrales, escenario 2010.1 315
10.3. Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 100 %) 319
10.4. Consecuencias de la desconexión de LS_D6 sobre la velocidad de LS_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 100 %) 320
10.5. Consecuencias de la desconexión de LS_D6 sobre la velocidad de LS_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 0 %) . 321
10.6. Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda valle - eólica al 100 %) 323

10.7. Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda valle - eólica al 100 %) 324
10.8. Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.2 328
10.9. Sobrerreserva en el escenario, escenario 2010.2 329
10.10Evolución de la frecuencia tras la desconexión de TJ_F2 (Demanda punta - eólica al 100 % - solar 50 %) 332
10.11Evolución de la frecuencia tras la desconexión de TJ_F2 (Demanda punta - eólica al 0 % - solar 50 %) 332
10.12Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.3 335
10.13Evolución de la frecuencia tras la desconexión de GR_F2 (Demanda punta - eólica al 50 % - solar 70 %) 337
10.14Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.4 340
10.15Evolución de la frecuencia tras la desconexión de EP_D20 (Demanda punta) 341
10.16Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga 344
10.17Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada 344
10.18Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada 345
10.19Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada 345
10.20Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada 346
10.21Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga 347
10.22Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga 348
10.23Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada 349

11.1. Batimetría de la zona de estudio acotada entre 0 y -2000 metros, isóbatas cada 250 metros 353

A.1. Comparación entre batimetrías al este de Gran Canaria (isóbatas 50 metros), [92] [80] [50] 371
A.2. Mapa de boyas (los círculos rojos son las boyas elegidas), [41] 372
A.3. $a_{\text{máxima}}$ en función de H_s y T_p, ecuación A.1 373
A.4. Distribución de H_s y T_p corredor Tarfaya - Fuerteventura, [41] 374
A.5. Distribución de H_s y T_p corredor entre Fuerteventura - Gran Canaria, [41] . . 374
A.6. Distribución de H_s y T_p corredor entre Gran Canaria - Tenerife, [41] 375
A.7. Distribución de H_s y T_p corredor entre Tenerife - La Gomera, [41] 375
A.8. Perfil de temperaturas del mar con la profundidad, Provincia de Las Palmas, [90] 376

B.1. Sistema de conductores constituyendo una línea de transporte de energía eléctrica 378
B.2. Corrientes y tensiones de los bucles superficiales entre conductores de un cable k y correspondencia entre las variables de bucle, y las variables serie con referencia común 382
B.3. Capa conductora de alambres de material magnético 388
B.4. Descripción geométrica del modelo de *Carson* 390
B.5. Descripción geométrica del modelo de *Pollaczek* 391
B.6. Descripción geométrica del modelo de *Pollaczek* mixto 392
B.7. Descripción geométrica del modelo de *Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan* . . . 393
B.8. Descripción geométrica del modelo de *Brown-Rocamora* 394
B.9. Descripción geométrica del modelo de *Brown-Rocamora-Ametani* 395
B.10. Esquema de conexión de matrices de admitancias para el modelo completo de un circuito cables unipolares submarinos 403
B.11. Descripción de una sección de línea de transporte modelada en π nominal. Numeración local de nudos 404

B.12. Descripción de sistema de puesta a tierra de capas exteriores (cubiertas, refuerzos y armaduras). Numeración de nudos local 407
B.13. Descripción de una carga trifásica equilibrada en conexión estrella y/o triángulo. Numeración de nudos relativa 408
B.14. Descripción de una sección de transposición de fases. Numeración local de nudos 409
B.15. Circuito térmico del cable unipolar submarino enterrado y separado térmicamente de otros cables 411
B.16. $i_{cc}(t)$, $I_{cc\ térmica\ red}$ y $I_{cc\ admisible}$ 416

C.1. Series de apoyos de la empresa Made para líneas de (sub)transporte, 66-220 kV 418
C.2. Vista de varios apoyos con circuito simple a 66 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44] 419
C.3. Vista de varios apoyos con circuito doble a 66 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44] 419
C.4. Vista de varios apoyos con circuito doble a 220 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44] 420
C.5. Geometría de los armados Made considerados, series Olmo, Drago y Tejo . . 421

Índice de tablas

2.1. Mayores proyectos en tecnologías HVDC 42
2.2. Tabla comparativa de tecnologías 64

3.1. Cronología de hitos en instalaciones de cables submarinos 67
3.2. Ensayos tipo para cables submarinos de energía eléctrica 92
3.3. Tasas de fallo (fallos/año/100 km), [125] 93

4.1. Demografía por islas 2010, [39] [26] 99
4.2. Consumo de combustibles en el mercado interior de Canarias, 2006, [116] . . 101
4.3. Consumo de combustibles para generación eléctrica por islas y tipo de combustible, 2006, [116] 102
4.4. Costes combustibles para generación eléctrica en Canarias 102
4.5. Demanda anual de energía eléctrica, 2010 [26] 103
4.6. Cables submarinos de telecomunicaciones operativos en Canarias 110

5.1. Zona interconexión oriental 123
5.2. Zona interconexión provincial 123
5.3. Zona interconexión occidental 125
5.4. Interconexiones y puntos de conexión a estudiar 128

6.1. Histórico de la demanda anual de energía eléctrica 131
6.2. Crecimiento de la demanda 131
6.3. Previsión de demanda en b.c. según Planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2008-2016 132
6.4. Previsión de demanda en b.c. según el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año2009 (2009-2013) 134
6.5. Previsiones de demanda de energía eléctrica para el estudio 134
6.6. Previsiones de crecimiento de demanda de energía eléctrica para el estudio . 134
6.7. Histórico de potencias puntas 135
6.8. Ratios $P_{\text{punta}}/P_{\text{media anual}}$ 136
6.9. Previsiones de potencia punta para el estudio 136
6.10. Perfil mensual k_{mensual} utilizado para el estudio 139
6.11. Perfil semanal $k_{\text{día semana}}$ utilizado para el estudio 141
6.12. Reparto de cargas utilizado en el estudio para Lanzarote 145
6.13. Reparto de cargas utilizado en el estudio para Fuerteventura 146
6.14. Tabla de datos del año 2000 que aparece en [32] para Gran Canaria 146
6.15. Reparto de cargas utilizado en el estudio para Gran Canaria 148
6.16. Tabla de datos del año 2000 que aparece en [32] para Tenerife 148
6.17. Reparto de cargas utilizado en el estudio para Tenerife 150

6.18. Energía y crecimiento interanual de la demanda estimados para el presente estudio . . . 150
6.19. Valores característicos de la demanda estimados para el presente estudio . . 151

7.1. Potencia instalada en Canarias, a 31 de diciembre de 2008 . . . 155
7.2. Potencia instalada 2010 y planificada 2016 utilizada en el estudio . . . 156
7.3. Unidades de producción en 2010 en Central Diésel Punta Grande . . . 158
7.4. Parques eólicos conectados a red en 2010, Lanzarote . . . 158
7.5. Ampliación 2016 en Central Diésel Punta Grande . . . 159
7.6. Unidades de producción en 2016 en Nueva Central planificada en Lanzarote . 159
7.7. Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Lanzarote . . . 159
7.8. Unidades de producción en 2010 en Central Diésel Las Salinas . . . 160
7.9. Generación de emergencia en 2010 en Fuerteventura . . . 160
7.10. Parques eólicos conectados a red en 2010, Fuerteventura . . . 160
7.11. Unidades de producción en 2016 en Central Diésel Matas Blancas . . . 161
7.12. Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Fuerteventura . . . 161
7.13. Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Jinámar . . . 162
7.14. Unidades de producción en 2010 en Central Térmica Barranco de Tirajana . 163
7.15. Parques eólicos conectados a red en 2010, Gran Canaria . . . 163
7.16. Plantas fotovoltaicas conectadas a red en 2010, Gran Canaria . . . 164
7.17. Unidades de producción en Central Térmica de Jinámar, horizonte 2016 planificado . . . 165
7.18. Ampliación 2016 Central Térmica Barranco de Tirajana . . . 165
7.19. Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Gran Canaria . . . 165
7.20. Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Candelaria . . . 166
7.21. Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Granadilla . . . 167
7.22. Unidades de producción de punta, emergencia y cogeneración en 2010 en Tenerife . . . 167
7.23. Parques eólicos conectados a red en 2010, Tenerife . . . 168
7.24. Plantas fotovoltaicas conectadas a red en 2010, Tenerife . . . 168
7.25. Unidades de producción en Central Térmica de Candelaria, horizonte 2016 planificado . . . 169
7.26. Ampliación 2016 Central Térmica de Granadilla . . . 169
7.27. Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Tenerife . . . 169
7.28. Unidades de producción en 2010 en Central Diésel El Palmar . . . 170
7.29. Generación en el área sur de Marruecos/Sáhara Occidental . . . 171
7.30. Valores típicos de plantas de generación de energía eléctrica [21] . . . 174
7.31. Características del parque generador en Gran Canaria, [102] . . . 174
7.32. Coeficientes de correlación de la producción diaria . . . 183
7.33. Límite normal máximo de variación de potencia eólica diaria media . . . 186
7.34. Límite extremo de variación de potencia eólica diaria media . . . 186
7.35. Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+1)} - P_h$ . . 192
7.36. Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+3)} - P_h$ . . 192
7.37. Desviaciones típicas de la generación eólica y la demanda para horizontes intrahorarios, [66] [118] . . . 193
7.38. Costes combustibles para generación eléctrica en Canarias . . . 195
7.39. Coeficientes de fórmulas de coste para 2010 (I), [31] y BOE[6] . . . 196

8.1. Puntos de control de los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura . . 204
8.2. Puntos de control de los trazados propuestos Fuerteventura - Gran Canaria . 213

[6] Boletín Oficial del Estado

8.3. Longitudes de los trazados submarinos propuestos para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria . . . 215
8.4. Puntos de control de los trazados propuestos Gran Canaria - Tenerife . . . 215
8.5. Longitudes de los trazados submarinos propuestos para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria . . . 216
8.7. Trazados posibles de los proyectos a estudiar . . . 219
8.6. Puntos de control de los trazados propuestos Tenerife - La Gomera . . . 220

9.1. Composición de las capas del cable . . . 243
9.2. Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 540 kN) . . . 244
9.3. $I_{\text{admisible}}$ y $S_{\text{admisible}}$ para varias condiciones de instalación . . . 256
9.4. $I_{\text{admisible}}$ y $S_{\text{admisible}}$ reducidas tras el análisis . . . 257
9.5. Temperaturas en los distintos elementos del cable central, caso figura 9.14 . 257
9.6. Corrientes de cortocircuito admisibles . . . 259
9.7. Composición de las capas del cable . . . 263
9.8. Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 481 kN) . . . 264
9.9. $I_{\text{admisible}}$ y $S_{\text{admisible}}$ para las condiciones de instalación posibles . . . 273
9.10. Corrientes de cortocircuito admisibles . . . 274
9.11. Composición de las capas del cable . . . 275
9.12. Composición de las capas del cable . . . 281
9.13. Composición de las capas del cable . . . 285
9.14. Composición de las capas del cable . . . 287
9.15. Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 412 kN) . . . 288
9.16. Composición de las capas del cable . . . 291
9.17. Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 510 kN) . . . 292
9.18. Composición de las capas del cable . . . 295
9.19. Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 520 kN) . . . 295

10.1. Configuración de grupos, escenario 2010.1, Lanzarote . . . 312
10.2. Configuración de grupos, escenario 2010.1, Fuerteventura . . . 312
10.3. Configuración de grupos, escenario 2010.2 . . . 326
10.4. Configuración de grupos, escenario 2010.3 . . . 334
10.5. Configuración de grupos, escenario 2010.4 . . . 339

11.1. Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+1)} - P_h$ . . 356
11.2. Relación de propuestas, descripción básica y costes de inversión . . . 357

B.1. Margen de frecuencias según tipo de perturbación . . . 380
B.2. Resistividad eléctrica $\rho(T) = \rho_{T_{\text{ref}\,\rho}}\left[1 + \alpha\left(T - T_{\text{ref}\,\rho}\right)\right]$, (0-300°C), [71] . . . 413
B.3. Calor específico en metales $c(T) = c_{T_{\text{ref}\,c}}\left[1 + \beta\left(T - T_{\text{ref}\,c}\right)\right]$, (0-300°C), [71] 414

C.1. Dimensiones de las crucetas utilizadas en el estudio . . . 420
C.2. Conductores desnudos utilizados . . . 421
C.3. Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con circuito simple a 66 kV . . . 422
C.4. Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 66 kV . . . 422
C.5. Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 132 kV . . . 422
C.6. Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 220 kV . . . 423
C.7. Dimensiones de cables unipolares aislamiento XLPE, [3] . . . 423

C.8. Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con circuito simple a 66 kV 424
C.9. Reactancias de cortocircuito (en %) [81, página 61] 425
C.10. Resistencias de cortocircuito (en %) [93, página 99] 425

D.1. Subestaciones, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2010 428
D.2. Líneas de transporte, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2010 429
D.3. Subestaciones, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2016 430
D.4. Líneas de transporte, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2016 432
D.5. Subestaciones, sistema Gran Canaria, 2010 433
D.6. Líneas de transporte, sistema Gran Canaria, 2010 436
D.7. Subestaciones, sistema Gran Canaria, 2016 438
D.8. Líneas de transporte, sistema Gran Canaria, 2016 442
D.9. Subestaciones, sistema Tenerife, 2010 443
D.10. Líneas de transporte, sistema Tenerife, 2010 445
D.11. Subestaciones, sistema Tenerife, 2016 447
D.12. Líneas de transporte, sistema Tenerife, 2016 450
D.13. Subestaciones, Área sur de Marruecos, 2021 451
D.14. Líneas de transporte, Área sur de Marruecos, 2021 452

Presentación del Proyecto Fin de Carrera

Motivación

Los **sistemas eléctricos** tienen como objetivo primordial **satisfacer la demanda** de energía eléctrica que los consumidores solicitan con la **calidad** requerida por éstos. Un sistema eléctrico comprende todos los elementos necesarios para llevar a cabo dicha tarea. A grandes rasgos, en un sistema eléctrico se tienen, por un lado las unidades de generación, por otro lado las cargas, y como infraestructura de conexión entre ambas, la red de transporte y las redes de distribución.

En cada instante, la suma de las potencias generadas por las unidades de generación debe casar con la suma de las potencias consumidas por las cargas. A este equilibrio se le denomina **equilibrio entre demanda y generación**. El equilibrio debe cumplirse en todo momento para mantener la frecuencia del sistema en unos márgenes adecuados. Ello permite que las velocidades de rotación de los ejes de las unidades de generación estén cercanas a los valores nominales, y que el funcionamiento de las cargas conectadas al sistema sea satisfactorio.

La red de transporte de energía eléctrica está formada por subestaciones y líneas eléctricas que, por seguridad, deben conformar una red mallada. La red se divide en distintos niveles de tensión según la magnitud de las potencias manejadas y las longitudes de las líneas eléctricas. Los diferentes niveles de tensión están acoplados a través de transformadores situados en las subestaciones.

La **interconexión** de dos sistemas eléctricos se refiere a la conexión, mediante una o más líneas eléctricas, de dos o más subestaciones de las redes de transporte de diferentes sistemas eléctricos. Por tanto, llevar a cabo la interconexión entre dos sistemas eléctricos supone aumentar el número de consumidores y generadores presentes en el conjunto. Este aumento **mejora** el mantenimiento del **equilibrio entre demanda y generación**, siendo ésta la razón primigenia de la cual se derivan multitud de beneficios particulares.

La **interconexión** de los sistemas eléctricos de las **Islas Canarias**, así como la de éstas con el sistema eléctrico continental africano, y por ende con el europeo, supone la mejora de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias en múltiples aspectos, de los cuales cabe destacar aquí tres: disminución de los **costes** de generación, mejora de la **calidad** del suministro, y mejora en la penetración de la generación mediante **energías renovables**. En definitiva, satisfacer la demanda con una mayor calidad de suministro y un "mix" energético más barato y sostenible.

Los sistemas eléctricos de las Islas Canarias se caracterizan por ser **sistemas aislados**, cuyo equilibrio entre demanda y generación es más **delicado** que en los sistemas continentales.

Actualmente, en cada sistema eléctrico canario se encuentran presentes una o dos plantas de generación, en donde hay instaladas numerosas unidades con tecnologías térmicas convencionales que utilizan combustibles fósiles. Estas plantas generan la mayor parte de la energía eléctrica producida en las Islas Canarias[7]. También, en cada sistema hay cierto número de unidades de generación renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica, pero cuya aportación a la cobertura de la demanda es todavía relativamente pequeña. Las redes de transporte de energía eléctrica se extienden por un territorio muy limitado en extensión, lo cual hace que la mayoría de líneas eléctricas tengan longitudes inferiores a 30 kilómetros.

La generación de energía eléctrica es tanto más económica cuanto mayor es la unidad de producción, por un motivo claro de **economías de escala**. Pero no sólo el tamaño influye sobre el coste de generación, sino también la tecnología utilizada. El distinto tamaño de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias provoca que la tecnología y el tamaño de las unidades de producción sean diferentes, más caros en unos casos que en otros. La **interconexión** de los sistemas eléctricos permite **suministrar**, parcial o totalmente, la demanda de las islas cuyas unidades de producción son caras, mediante una **generación más económica** desde otras islas.

Para garantizar el equilibrio entre demanda y generación en los distintos horizontes temporales, el sistema debe disponer de mecanismos de gestión de la demanda y gestión de la generación. El paradigma de sistema eléctrico actual, que podríamos denominar clásico, está dominado por tres factores: la generación sigue a la carga, las unidades de generación son inmensamente mayores que cualquier carga individual, y la capacidad de almacenar y generar energía en distintos horizontes temporales es muy limitada. El paradigma de sistema eléctrico clásico será progresivamente sustituido por uno nuevo, denominado *"Smartgrid"*, no obstante, esto no será realidad hasta dentro de 25-50 años, [14]. Con el actual estado de las cosas, los mecanismos disponibles para la gestión de la demanda y de la generación son: el **deslastre de carga** zonal, la **conexión/desconexión de unidades de generación** y el mantenimiento de **reservas de potencia** en las unidades de generación conectadas.

Por ser sistemas eléctricos aislados, la **inercia** de cada sistema eléctrico es **pequeña**, y su respuesta ante desequilibrios súbitos demanda-generación es crítica. Aquellos desequilibrios severos, cuya probabilidad de ocurrir es reducida pero de consecuencias importantes, amenazan la estabilidad del sistema. Antes de que pueda perderse todo el sistema, cero global, es preferible perder parte del mercado, cero zonal, mediante el mecanismo de **deslastre de carga**. Dicha pérdida de mercado supone una **degradación en la calidad del suministro**. La **interconexión** de dos sistemas eléctricos permite **agregar la inercia** de ambos, de forma que ante unos desequilibrios dados, la frecuencia varía en menor medida y el número de **deslastres de carga** necesarios se **reduce**.

Para mantener niveles mínimos de seguridad y calidad, se debe establecer una reserva de potencia tal, que ante la desconexión de la unidad de generación que más potencia aporta al sistema, se incurra en una pérdida de mercado limitada. Establecer reservas en los sistemas supone incrementar los costes de generación, ya que por un lado las unidades de generación operan en puntos no óptimos, y por otro lado hay capacidad de generación no utilizada. La pérdida de mercado se limita de tal forma que se mantengan unos niveles mínimos de calidad, establecidos por las administraciones públicas. Se trata, por tanto, de un **compromiso** entre nivel de **seguridad**, nivel de **costes** y nivel de **calidad**. Al **interconectar** dos sistemas eléctricos, las **reservas** de ambos sistemas son **compartidas**, de manera que ahora, la reserva a establecer es conjunta, y será menor que la suma de las reservas si los sistemas no estuvie-

[7] En 2010, el 92.3 % de la cobertura de la demanda fue realizada por tecnologías térmicas convencionales, [29, Informe 2010]

sen interconectados. Por ello, la interconexión entre sistemas eléctricos permite **mantener menores reservas** y en **puntos de operación más eficientes y económicos** a los grupos térmicos convencionales.

Las **Islas Canarias** poseen un importante potencial para la explotación de ciertos recursos renovables, como son la **energía eólica** y la **energía solar**. Sin embargo, debido a las características de los sistemas eléctricos de las islas, la **penetración masiva** de estas energías presenta importantes **dificultades**. Ello es debido a la variabilidad intrínseca que presentan estos recursos, y a la imposibilidad de poder regularlos eficientemente en sistemas eléctricos aislados. La **interconexión** de sistemas eléctricos permite **compartir** dicha **variabilidad**, lo que unido al **apoyo** de un **mayor número de unidades de generación** térmica convencional, y a la presencia de **sistemas de almacenamiento en ciertos sistemas eléctricos**, **facilita** la **integración** de las energías renovables.

Todos los beneficios que aportan las interconexiones chocan con la dificultad para establecerlas en las Islas Canarias, ya que la infraestructura necesaria no era viable ni técnica ni económicamente hace algunos años. Sin embargo, en este momento las interconexiones están abiertas a estudio en dicho entorno gracias al gran **avance tecnológico** en el campo de **cables submarinos** de energía eléctrica, y al desarrollo paralelo de los sistemas de transporte por corriente continua en alta tensión, en inglés **HVDC**[8]. En los últimos años, se han estado proyectando **instalaciones de este tipo** en diferentes puntos del planeta, cada vez en condiciones más difíciles, con mayores profundidades y longitudes, y en **condiciones parecidas** a las que se tiene en este caso.

En las Islas Canarias se tiene la experiencia de la interconexión entre los sistemas eléctricos de Fuerteventura y Lanzarote, realizada mediante un único circuito a 66 kV en corriente alterna, cuyo cable submarino recorre un trazado de baja profundidad (< 50 m) y relativa corta longitud (15 km), [97]. Para las posibles nuevas interconexiones se debe tener en cuenta, además, las tecnologías HVDC, que resultan más adecuadas para trazados submarinos con longitudes y profundidades mayores.

Objetivos

El presente Proyecto Fin de Carrera es un estudio técnico-económico que trata de examinar y evaluar la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de las Islas Canarias entre sí, y con el continente africano.

Se han establecido los siguientes objetivos a perseguir:

- Examen de las posibilidades técnicas de interconexión de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, y entre éstas y el continente africano.
- Evaluación de la mejoría en la operación del sistema mediante el análisis de los sistemas eléctricos actuales y el análisis de los escenarios futuros.
- Estudio de la posibilidad de proponer una solución que sea viable a corto (2016) y medio plazo (2021), desde el punto de vista técnico-económico, teniendo en cuenta el estado actual y previsible de las tecnologías aplicables. Dicha solución propondrá la potencia, tensión y forma de transporte de potencia, así como el trazado de las líneas.

[8] High Voltage Direct Current

Estructura

La figura 1 muestra la estructura de los capítulos sobre la cual se ha organizado la memoria del estudio. Los capítulos se agrupan en tres partes principales: *"Introducción"*, *"Desarrollo"* y *"Conclusiones"*. Dichos capítulos se complementan con varios apéndices, en donde se exponen contenidos utilizados que se estima necesario incluir, pero que no se consideran adecuados para exponer en la parte principal de la memoria.

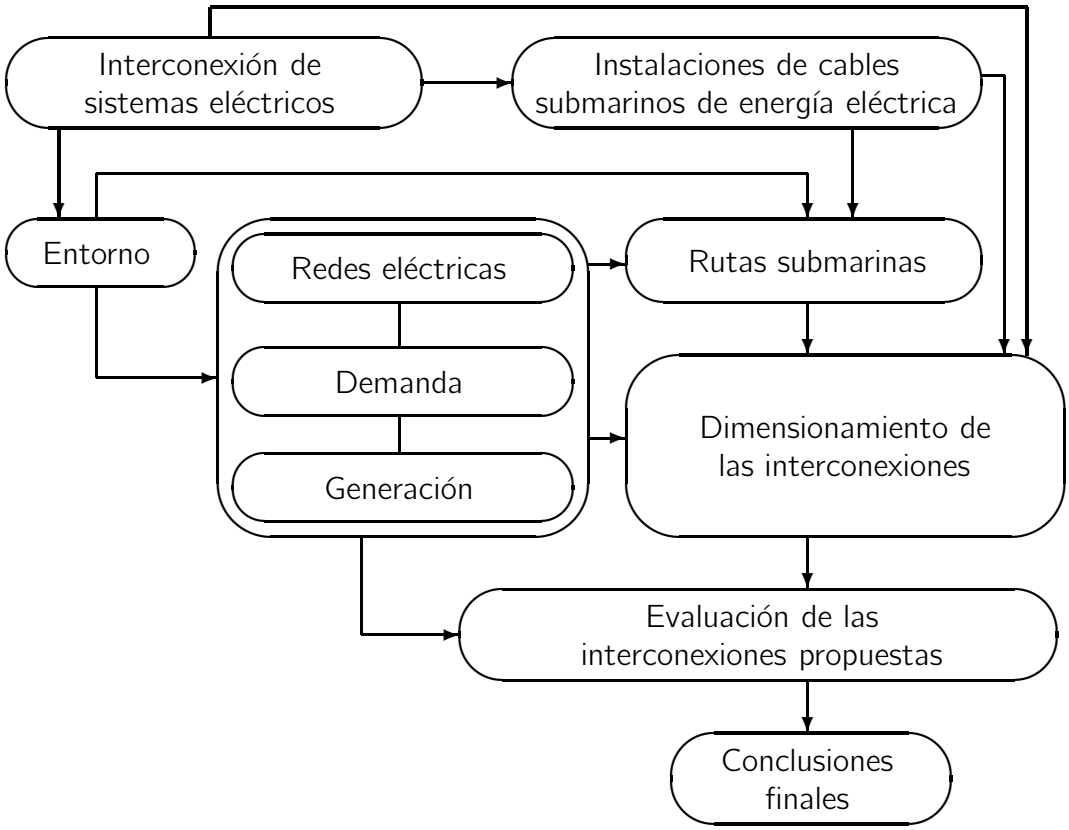


Figura 1: Estructura del presente estudio

Los tres primeros capítulos, *"Interconexión de sistemas eléctricos. Generalidades"*, *"Interconexión de sistemas eléctricos. Transporte de potencia"* e *"Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica"*, forman parte de *"Introducción"*, y se añaden a la memoria como referencia directa del desarrollo del estudio. En el primer capítulo se presenta el estado del arte en cuanto a las interconexiones de sistemas eléctricos, teniendo en cuenta la evolución histórica de su concepción, así como las evoluciones técnicas que han permitido su desarrollo. En el segundo capítulo se explican los mecanismos y formas de transporte de potencia entre sistemas. En el tercer capítulo, teniendo presente el entorno geográfico en donde se materializa el estudio, las Islas Canarias, se hace una particularización y desarrollo del segundo capítulo en lo que concierne a cables submarinos de potencia.

La segunda parte del estudio, *"Desarrollo"*, consta de siete capítulos, sobre los cuales se irán llevando a cabo los análisis de los distintos aspectos necesarios para proponer soluciones técnicas factibles de interconexión. En el capítulo *"Entorno"*, se estudian las distintas características del territorio, sociedad, economía, situación exterior y energía en donde se enmarca el estudio. Los capítulos *"Redes eléctricas"*, *"Demanda"* y *"Generación"* amplían el capítulo *"Entorno"* en cuanto a los sistemas eléctricos involucrados en el estudio. En el capítulo *"Rutas submarinas"* se desarrollan las posibilidades de establecer corredores para los

cables submarinos, haciendo uso de lo estudiado en los cinco capítulos anteriores. Una vez se han establecido los corredores submarinos, en *"Dimensionamiento de las interconexiones"* se proponen y dimensionan las interconexiones en base a lo estudiado hasta ese punto. Por último, en *"Evaluación de las interconexiones propuestas"* se incorporan las interconexiones propuestas en una serie de escenarios, de tal forma que se pueda evaluar el impacto de las mismas, y modificar el dimensionamiento si procede.

La última parte del estudio, *"Conclusiones del estudio"*, está formado únicamente por un capítulo, *"Conclusiones finales"*, en donde se realiza la comparación entre los resultados obtenidos en la evaluación de los distintos escenarios. De esta forma, se está en disposición de proponer las mejores soluciones para interconectar los sistemas eléctricos, y además poder aproximar cuantitativamente la mejoría en distintos aspectos considerados.

Parte I

Introducción

Capítulo 1

Interconexión de sistemas eléctricos. Generalidades

En este capítulo se pone en contexto el estudio en cuanto a los sistemas eléctricos en general. Se comienza describiendo la evolución histórica de los sistemas eléctricos y sus elementos principales. A continuación, para ahondar en el tema particular del estudio, la interconexión de sistemas eléctricos, se destaca su papel en el marco energético. Seguidamente se desarrollan las características técnicas más generales de una interconexión, en donde se incluye la elección entre un sistema en corriente alterna o en corriente continua, y los factores que limitan el transporte de potencia entre sistemas. Por último, se describen las directrices de planificación a modo general y particularizado para las Islas Canarias.

1.1 Evolución histórica de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos son la columna vertebral de las sociedades modernas y se prevé que lo seguirán siendo. Es uno de los principales medios para la realización de las actividades industriales, comerciales y domésticas. Hoy en día es considerado un servicio básico, y sólo es percibido por el consumidor cuando no está disponible. La responsabilidad de los sistemas eléctricos es tal que la falta de suministro, o un suministro deficiente, provoca la paralización o ralentización de las actividades humanas. Por ello, el aspecto más importante de los sistemas eléctricos es la seguridad de suministro.

Con el crecimiento de las ciudades y de las primeras industrias se hizo necesaria una reconsideración acerca de la disponibilidad de la energía. Los primeros sistemas continuos en usarse fueron los sistemas hidráulicos, en ciudades como Londres se utilizaban para accionar los motores de las fábricas. En otras ciudades, como París por ejemplo, se utilizaban los sistemas neumáticos. En las fábricas, aguas abajo de los motores principales (neumáticos o hidráulicos), se utilizaban hilos, cuerdas y cables para transportar la energía mecánica que dichos motores proporcionaban hasta otros sistemas mecánicos.

A medidos del siglo XIX, cuando en 1831 Michael Faraday descubre el fenómeno de la inducción electromagnética, comienza una nueva etapa. A partir de su trabajo, los inventores, ingenieros e investigadores desarrollaron generadores eléctricos, que transforman la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica, así como otras máquinas y dispositivos electromagnéticos. Gracias a todos ellos comenzó una nueva era en el transporte de energía, una forma de transporte de mayor capacidad, más barata y más eficiente, la era de los sistemas eléctricos.

En la Exposición de París de 1878 se realizó la primera instalación de iluminación a lo largo de la Avenida de la Ópera, usando las denominadas velas eléctricas (lámparas de arco), inventadas por Yablochkov, y alimentadas por un generador de Gramme. Este hecho es el

precursor de que en décadas posteriores todas las ciudades tuvieran iluminación eléctrica. El esquema seguido, una central de generación que alimentaba a los pocos clientes a través de líneas de distribución, se repitió en multitud de ciudades. El nuevo sistema que estaba naciendo permitió crear nuevos mercados.

En 1879, "California Electric Company" de San Francisco usó dos generadores de corriente continua de la compañía "Charles Brush's" para alimentar las lámparas de arco de varios clientes privilegiados. Esta fue la primera instalación comercial que vendía energía eléctrica con sus generadores y sus líneas de transporte. Los generadores se ponían en funcionamiento desde el ocaso hasta el amanecer, y se pagaba su servicio por semana y lámpara.

A finales de 1880, "Brush Electric Company" estableció una central de generación para iluminar 3.2 kilómetros de Broadway con lámparas de arco, ver figura 1.1. A principios de 1881, New York, Boston, Philadelphia, Baltimore, Montréal, Buffalo, San Francisco, Cleveland y otras ciudades norteamericanas ya tenían iluminación, proyectadas también por "Brush Electric Company".

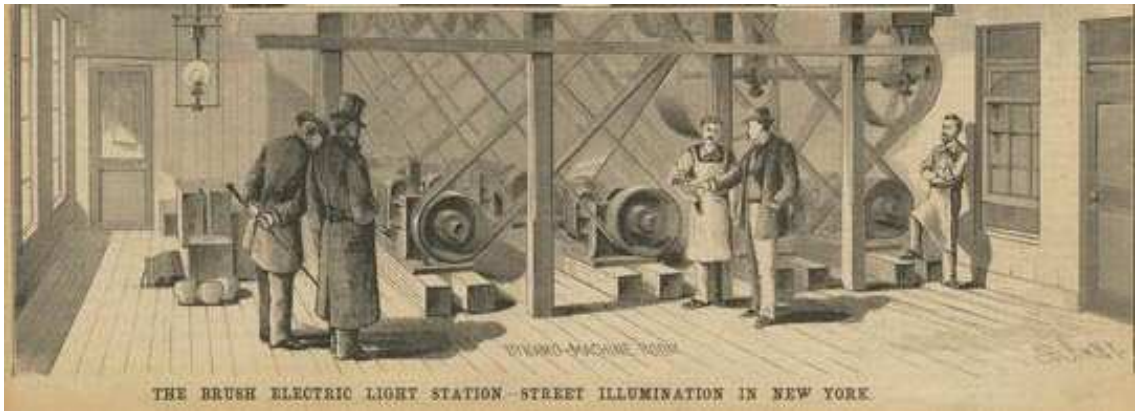


Figura 1.1: Primera central de generación para la iluminación de New York en 1880

El primer sistema que utilizaba lámparas incandescentes fue construido por "Edison Electric Illuminating Company" en el bajo Manhattan, cubría una milla cuadrada de iluminación, y se alimentaba mediante 6 "Jumbo Dynamos" que se encontraban en Pearl Street Station. Cuando el servicio empezó en septiembre de 1882, habían 85 clientes con 400 bombillas, y cada generador, de 100 kW, era suficiente para alimentar unas 1200 bombillas. Las líneas de transporte tenían una tensión de servicio de 110 V y estaban instaladas en conductos subterráneos.

Además de iluminación, inmediatamente surgieron otras aplicaciones. En 1884 se montaron los primeros tranvías eléctricos en Berlín, que fueron construidos por Werner Von Siemens. Dichos vehículos se alimentaban por corriente continua a una tensión de 500 V.

Dada la especialización de las líneas y la ineficiencia en el transporte, los generadores se situaban relativamente cerca de las cargas. Existían multitud de instalaciones de este tipo y se consideraban un lujo. No sería hasta varios años después, con un importante crecimiento de la demanda, cuando se vio la necesidad y mejora en el servicio que podía ofrecer la interconexión de los sistemas.

A partir de 1884, gracias al desarrollo de turbinas de vapor por parte de Charles Parsons, se empezó a disponer de gran capacidad de generación de potencia de una manera concentrada. La idea de acoplar la turbina de vapor y un generador eléctrico fue inmediata, y pronto se construyeron unidades de hasta 100 kW, que en apenas dos décadas llegaron hasta los 25

MW, ver figura 1.2. El desarrollo de grandes generadores eléctricos permitió aprovechar también el recurso hidráulico. Mediante numerosos proyectos de centrales hidroeléctricas se generaba energía eléctrica en gran cantidad y se transportaba cada vez más eficientemente hasta las localizaciones de consumo.

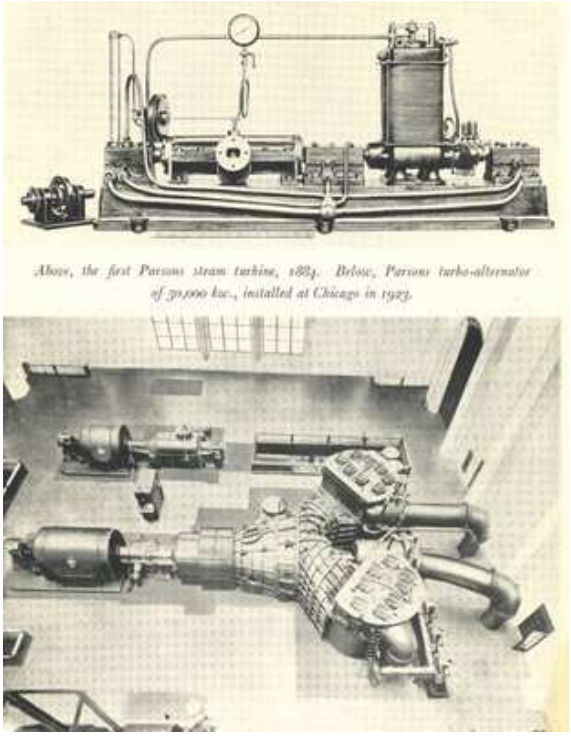


Figura 1.2: Primeras turbinas de vapor de Parsons. Arriba demostración en 1884, abajo grupo de 50 MW en 1923

Entre 1884 y 1885, los ingenieros húngaros Zipernowsky, Bláthy y Déri crearon el precursor del transformador, denominado transformador ZBD, lo cual permitió empezar a pensar en una nueva arquitectura de los sistemas eléctricos. El transformador moderno, de coste razonable y alta eficiencia, fue implementado por George Westinghouse, William Stanley y Franklin Leonard Pope en 1886 en Great Barrington, Massachussets, aunque todavía existían problemas en la eficiencia de generadores y transformadores de alta tensión.

En una conferencia del AIEE[1] (parte originaria del IEEE[2]) en mayo de 1888, Nikola Tesla expuso su trabajo "A New System of Alternating Current Motors and Transformers", describiendo el equipamiento que permitiría una eficiente generación y uso de la corriente alterna, ver figura 1.3. George Westinghouse se interesó por el trabajo de Tesla y compró sus patentes, incluyendo el diseño de los motores y generadores polifásicos usados hoy en día.

La batalla entre el transporte en corriente continua y alterna se empezó a librar a partir de este momento. Ya habían sistemas de transporte en corriente continua, relativamente eficientes, y que no necesitaban de la complicación adicional de los transformadores para cumplir su cometido, satisfacer las demandas de la época.

René Thury entendió el problema y estaba convencido de que transportar la energía eléctrica a grandes distancias era posible con la corriente continua. Thury estaba familiarizado con estos sistemas, previamente probados por Marcel Deprez, y que utilizaban los generadores y las cargas en serie. Thury desarrolló esta idea en el primer sistema comercial de corriente

[1] American Institute of Electrical Engineers
[2] Institute of Electrical and Electronics Engineers

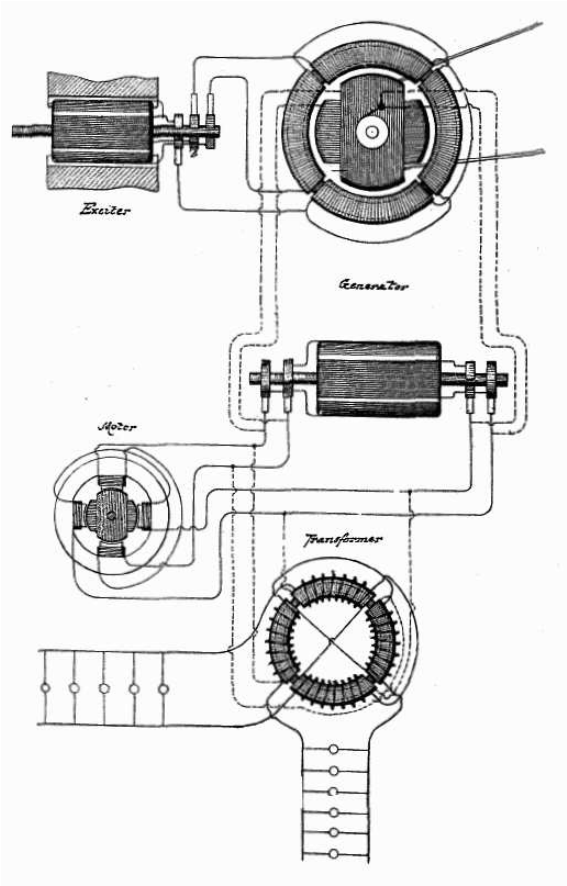


Figura 1.3: Sistema propuesto por Tesla en la patente US 39072 de 1888

continua en alta tensión. El sistema de Thury fue exitosamente usado en varios proyectos de centrales hidroeléctricas. El mayor sistema de este tipo fue el proyecto Lyon Moutiers, que consistía en un sistema de 230 kilómetros de longitud, llegando a transportar hasta 20 MW. Finalmente, la versatilidad de este sistema fue cuestionada por la fragilidad de la distribución en serie.

Finalmente, los sistemas en corriente alterna ganaron la batalla. Proliferaron gracias a que eran flexibles. Permitían acoplar generadores y cargas mediante transformadores a las líneas de transporte de alta tensión, con lo cual era posible escalar los sistemas. Con una elección adecuada de la frecuencia del servicio, tanto la iluminación como los motores podrían ser alimentados. Incluso las cargas y generadores que utilizaban corriente continua podían ser conectados mediante la utilización local de convertidores rotatorios, y posteriormente convertidores con válvulas de arco de mercurio.

Gracias a que las plantas de generación podían estar interconectadas, los costes de producción de electricidad podían reducirse. Las plantas más eficientes disponibles podían ser utilizadas para alimentar las cargas variables durante el día. La fiabilidad fue mejorada y las inversiones eran más rentables, dado que la capacidad de generación de reserva podía ser compartida en un sistema de multitud de consumidores y generadores. Además, los recursos energéticos más baratos, como pueden ser el recurso hidráulico o el carbón, podían ser explotados a un coste mucho menor.

La primera línea de transporte trifásica se instaló en 1891 durante la exhibición internacional de Frankfurt. Era una línea a 25 kV de 175 kilómetros de longitud, conectando Lauffen, Neckar y Frankfurt. Los aisladores eran de porcelana, tal y como los de líneas telefónicas y

telegráficas, pero tenían un límite práctico de 40 kV.

En 1907, la invención del aislador de disco por parte de Harold W. Buck (Niagara Falls Power Corporation) y Edward M. Hewlett (General Electric) permitió el uso práctico de aisladores de cualquier longitud, posibilitando el uso de mayores tensiones, ver figura 1.4. Los primeros generadores hidroeléctricos de gran potencia fueron instalados en Niagara Falls, y alimentaban Buffalo y New York a través de líneas de transporte que utilizaban estos aisladores.

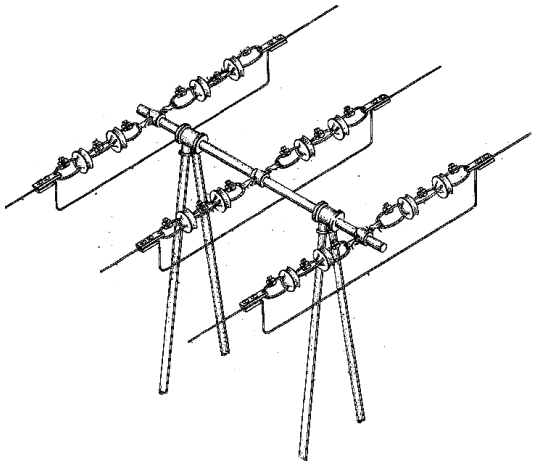


Figura 1.4: Aislador de disco, imagen de patente US 1110934 de 1907

Las tensiones de transporte fueron incrementándose a lo largo del siglo XX gracias al avance en la aplicación de materiales aislantes en todas las partes: aisladores, aparamenta, transformadores, etcétera. En 1914, 55 sistemas de transporte operaban a más de 70 kV, y la mayor tensión que se utilizaba era 150 kV.

A principios de 1920, la línea de transporte Pit River - Cottonwood - VacaDixon fue construida para operar a una tensión de 220 kV, transportando energía eléctrica desde las centrales hidroeléctricas de Sierra Nevada hasta la bahía de San Francisco.

La primera línea de transporte europea a 220 kV fue construida en Alemania en 1929, desde Colonia, pasando por Frankfurt y Mannheim, hasta Ludwigsburg-Hoheneck, localidad cercana a Austria. Esta línea interconectó los sistemas norte y sur de esta región del continente europeo, siendo el mayor sistema eléctrico de la época.

La primera línea de transporte a 380 kV fue construida en Suecia, una línea de 952 kilómetros entre Harspranget y Hallsberg. En 1965, se construyó la primera línea a 735 kV, denominada corredor Hydro-Québec. En 1986 se logró la increíble cifra de 1200 kV, tensión utilizada en una línea construida por la Unión Soviética que conectaba Rusia y Kazajistán. Hoy en día existen varias líneas a 1000 kV en Japón, China y Rusia, ver figura 1.5, en donde cada circuito tiene una capacidad de transporte de hasta 3000 MVA. Actualmente, la gran mayoría del transporte de energía eléctrica se realiza con tensiones inferiores a 400 kV.

Junto al aumento en las tensiones y potencias de transporte, las redes, cada vez más malladas, se han ido extendiendo a través de núcleos de generación y núcleos de demanda. Entre países y regiones afines, por ejemplo Estados Unidos y Canadá, es habitual construir líneas de interconexión mediante ciertos acuerdos. Ello permite rigidizar la frecuencia, aumentar la seguridad de suministro y utilizar capacidades de generación externas si es económicamente ventajoso.

El desarrollo de la distribución en corriente continua continuó en paralelo con la de corriente

Figura 1.5: Línea de transporte en corriente alterna a 1000 kV

alterna, aunque la última fuese la predominante. Para ello se utilizaban las tecnologías existentes en la época, principalmente las válvulas termoiónicas, el diodo en 1904, el triodo en 1906 y otras subtipos. Ya en 1929 se inició el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio en los procesos de transporte y conversión de energía eléctrica para altas tensiones y potencias.

En 1930 se instalaron plantas de investigación en Estados Unidos y Suecia, donde Uno Lamm, considerado como el padre del HVDC[3], se convirtió en el máximo responsable de la investigación y el desarrollo de esta tecnología. La corriente continua resultaba interesante en el transporte de energía a largas distancias, ya que el único límite que tiene son las pérdidas óhmicas inherentes al incremento de longitud.

En 1950 se construyó un enlace experimental de 116 kilómetros entre Moscú y Kasira a una tensión de 200 kV. El primer sistema comercial se construyó en 1954 y unió, mediante un cable submarino de 98 kilómetros, la isla de Gotland con Suecia. Este sistema funcionaba a una tensión de 100 kV y transportaba hasta 200 A de corriente (20 MW).

En 1967 se empezaron a utilizar válvulas de estado sólido (tiristores) en el transporte HVDC, siendo otra vez Gotland el primer enlace en utilizar esta tecnología. Un año más tarde se realizó la interconexión Cahora Bassa - Apollo (Sudáfrica), que batía 4 récords: mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW), mayor longitud (1420 kilómetros) y el primero que instalaba las válvulas en intemperie.

Hasta hace algunos años sólo se estaban utilizando los sistemas HVDC convencionales, basados en la tecnología de conversión LCC[4] - CSC[5], que utilizan componentes semicontrolados como la válvula de arco de mercurio, el SCR[6] y el LASCR[7], componentes sobre los cuales se controla el momento de activación en polarización directa, pero no la desactivación. Esto hace que sólo sea controlable la potencia activa, mientras que la potencia reactiva necesaria para su funcionamiento debe ser entregada por las redes vecinas o por compensación local.

[3] High Voltage Direct Current
[4] Line Commutated Conversion
[5] Current Source Conversion
[6] Silicon Controlled Rectifier
[7] Light Activated Silicon Controlled Rectifier

En el año 1997, en Hellsjön (Suecia) se instaló el primer proyecto con tecnología VSC[8] o también llamado sistema autoconmutado, que gracias a la utilización de componentes IGBT[9] en vez de SCR, se permitía el control tanto del disparo para la conexión como el disparo para el corte. De esta manera, se permite el control tanto de potencia activa como de reactiva, así como una mayor velocidad de control y menores niveles de armónicos.

Este control se obtiene gracias a dos posibles técnicas: PWM[10] y MMC[11]. La modulación por ancho de pulso o PWM consiste en conmutar entre la máxima tensión y la mínima tensión variando la duración de cada pulso. Tras esta etapa, se aplica un filtro pasobajo que genera la señal fundamental requerida. Esta implementación es realizada fundamentalmente por ABB[12], y su nombre comercial es HVDC Light®. La conmutación multinivel consiste en módulos MMC en serie que actúan como fuentes de tensión controladas individualmente. La salida generada tiene un contenido en armónicos bajo, aunque también requiere filtrado. Está siendo implementada por Siemens y es denominada HVDC Plus®.

1.2 Papel de las interconexiones en los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se desarrollan en torno a distintos niveles territoriales: núcleos poblacionales, regiones, países y continentes. Cada uno de los niveles territoriales tiene sus propios recursos y necesidades, existiendo zonas con grandes recursos energéticos y con necesidades bajas, y viceversa.

En cada región, área geográfica o área administrativa el sistema eléctrico se va planificando según la demanda de energía eléctrica prevista a largo plazo. Se establece una red eléctrica y una capacidad de generación suficiente con un nivel de seguridad mínimo tal que, ante una situación N-1, es decir, cuando el sistema sufra el fallo simple de cualquiera de sus elementos principales, no se incurra en pérdida de mercado, o al menos ésta sea limitada y recuperable.

Las plantas de generación se sitúan en enclaves estratégicos de acuerdo a la situación del territorio, la energía y la economía en cada época. Los puntos de demanda pueden o no coincidir geográficamente con dichas plantas, con lo cual casi siempre es necesario crear una infraestructura de transporte que interconecte la generación y la demanda. Las necesidades de economía, fiabilidad y versatilidad obligan a que las redes eléctricas deben estar lo más malladas posibles, constituyéndose así un sistema eléctrico con el mayor número posible de generadores y consumidores.

A pesar de que la energía eléctrica sea "invisible", la infraestructura que la soporta supone un conflicto de intereses entre las administraciones públicas, empresas y población. Es necesaria para el desarrollo económico, pero tiene cierto impacto visual y ambiental, además de una depreciación del suelo cercano a ésta. Por ello, la infraestructura eléctrica debe situarse en localizaciones bien estudiadas, de tal manera que no sólo no afecte a la población, sino que permitan posibles ampliaciones sin necesidad de generar nuevos conflictos.

Aunque cada región puede tener sus necesidades cubiertas con sus propios recursos, las regiones vecinas pueden tener recursos cuyas características resulten complementarias. De ser posible, tanto el conjunto como las partes obtienen beneficios derivados de compartir sus diferencias. Las interconexiones regionales, por conectar áreas de un mismo país, no

[8] Voltage Source Conversion
[9] Insulated Gate Bipolar Transistor
[10] Pulse Width Modulation
[11] Modular Multilevel Converters
[12] Asea Brown Boveri

suelen suponer un problema político o estratégico, y la capacidad de importar y exportar energía eléctrica desde las regiones puede representar un porcentaje alto. La capacidad de intercambio suele limitarse únicamente por criterios económicos y técnicos.

De esta forma, regiones privilegiadas en un tipo de centrales eléctricas y recursos, por ejemplo centrales hidráulicas en regiones húmedas o centrales térmicas de carbón en zonas mineras, son zonas de exportación neta. Sin embargo, zonas de demanda elevada pero con poca disponibilidad de terreno y/o recursos energéticos, usualmente grandes ciudades, son importadores netos de energía.

Figura 1.6: Saldos energéticos entre Comunidades Autónomas en España, [29]

Un claro ejemplo de esto es España, ver figura 1.6. Las comunidades autónomas de Galicia, Extremadura, Murcia, Castilla-La Mancha y Aragón son las principales regiones exportadoras de energía, tienen un potencial neto exportador. Por otro lado, las comunidades autónomas de Madrid, Comunidad Valenciana y Cataluña son regiones importadoras, su potencial generador es menor que su demanda. Puede verse claramente que hay zonas vacías de centrales eléctricas, mientras que otras tienen una alta densidad. Asimismo, hay zonas en donde predominan ciertas tecnologías frente a otras. Obsérvese también que España es un exportador neto, sobretodo hacia Portugal y Marruecos.

La planificación integrada de todas las regiones permite que exista una alta conectividad entre zonas eléctricas, facilitando una explotación conjunta del sistema eléctrico nacional, y consiguiéndose aprovechar las características diferenciales antes descritas.

En general, para solventar las diferencias geográficas en capacidades y necesidades energéti-

cas, los distintos niveles territoriales tratan de interconectarse con sus vecinos, esto es, conectarse mediante líneas eléctricas. La integración de los sistemas eléctricos en este sentido permite facilitar el mantenimiento del equilibrio entre demanda y generación, pudiéndose obtener varios beneficios, [9]:

Mejora en la seguridad y fiabilidad del suministro La seguridad (capacidad de seguir funcionando ante un fallo en el sistema) y la fiabilidad (probabilidad de funcionar correctamente) del suministro de energía eléctrica son una necesidad. Para alcanzar unos determinados niveles de seguridad y fiabilidad se pueden realizar inversiones en:

- Aumentar el mallado de la red eléctrica.
- Aumentar la capacidad de generación para mantener un razonable margen de reservas.
- La creación o ampliación de la capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos.

La elección entre unas u otras inversiones pasa por hacer un estudio integral de las posibles soluciones. Por ejemplo, se puede optar por una solución de interconexión debido a su mayor aceptación social frente a la apertura de nuevas centrales que usen combustibles fósiles.

Economía y eficiencia La naturaleza del suministro energético promueve la combinación de mercados individuales para lograr economías de escala. Se espera también que los mecanismos de mercado puedan funcionar mejor en un sistema que tiene la posibilidad de comercio con el exterior. Una interconexión ofrece las siguientes oportunidades económicas:

- Los sistemas eléctricos interconectados reducen su necesidad individual de mantener ciertos niveles de reserva.
- Se optimizan las inversiones en plantas de generación.

Una interconexión pone a disposición de cada uno de los sistemas eléctricos de un recurso de intercambio de energía. En la operación de los sistemas supone un medio que adiciona reservas primaria, secundaria y terciaria, ver 7.6. A más largo plazo, permite posponer la construcción de nuevas centrales eléctricas, o construirlas en el lugar más adecuado en cualquiera de los dos sistemas interconectados.

Diversificación del suministro El intercambio energético entre sistemas puede verse como una nueva fuente de suministro por parte del sistema importador, y/o como una oportunidad de negocio por parte del sistema exportador. Esta posibilidad conduce a la diversificación de las fuentes energéticas, que además pueden tener otras tecnologías de generación con menores costes permanentes o coyunturales.

Mercado eléctrico competitivo Tradicionalmente, la industria del suministro eléctrico ha sido considerada como un monopolio natural, dadas las restricciones estratégicas, técnicas y económicas. La regionalización de las empresas de suministro eléctrico obliga a que los consumidores excluyan otros suministradores, como sí podrían hacer en un entorno de mercado competitivo. Es decir, las interconexiones podrían romper los monopolios regionales. Un sistema particular dentro un grupo de sistemas interconectados puede estar en posición de generar el siguiente incremento de demanda de otro sistema en un momento dado a un coste menor, mejorando las prestaciones económicas del conjunto.

Beneficios económicos en regiones de potencial generador Existen determinadas regiones, que teniendo una capacidad importante de generación de energía eléctrica a través de una tecnología o recurso dado, no se explotan por no tener una demanda que satisfacer. La interconexión de estas zonas con otras de demanda importante supone un mecanismo de desarrollo para la región exportadora.

Beneficios medioambientales Los aspectos medioambientales en la producción de energía eléctrica están siendo cada vez más importantes. La posibilidad de instalar, comprar o vender energía proveniente de fuentes con menor impacto ambiental es mayor en sistemas interconectados que en sistemas aislados.

Debido a las trabas políticas y administrativas, las interconexiones internacionales son fruto del acuerdo entre países y empresas. Así, la capacidad de intercambio establecida tiene más un peso estratégico que técnico, si bien será este último el que establezca los límites de operación.

En el caso de interconexiones regionales, la capacidad de intercambio viene determinada por la función que ésta va desempeñar. Si se trata de la primera línea de interconexión, su función es la de aumentar la seguridad y la fiabilidad y disminuir la necesidad de reservas, siendo el intercambio energético bajo. Si es una interconexión que cumple con los criterios N-X, será la optimización económica sujeto a las restricciones de capacidad de las líneas las que marquen los flujos de potencia.

En las últimas décadas, la economía de libre mercado ha planteado liberalizar también el mercado eléctrico, que además mediante fórmulas de incentivación ha permitido la incorporación de generación renovable al sistema. El problema reside en casar el mercado con lo físicamente posible. Las interconexiones facilitan el comercio de energía, pero para que ello funcione, se necesita una armonización de las estructuras organizativas del sistema eléctrico y la cooperación entre los diferentes organismos participantes.

La importancia del marco político es tal que, por ejemplo, la creación y consolidación de la Unión Europea ha permitido la unificación de los criterios de interconexión entre países miembros, facilitando la consolidación de un mercado eléctrico europeo. En el Consejo Europeo de Barcelona 2002, se acordó asumir el objetivo de que los estados miembros deberían tener para 2005 un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada, [91].

Actualmente, la organización más general que se encarga de la operación de los sistemas eléctricos europeos es ENTSO-E[13]. Es el resultado de un proceso de integración europeo tras la fusión de 6 asociaciones predecesoras: ATSOI[14], BALTSO[15], ETSO[16], NORDEL[17], UCTE[18] y UKTSOA[19]. Este organismo integra la diversidad de 34 países europeos, [53].

Las necesidades de interconexión están basadas en una disminución de costes de operación y de inversión, como ya se dijo. Por ejemplo, en los países integradores de la zona UCPTE[20], se ahorraron entre un 3 % y un 10 % de costes operativos gracias a dichas interconexiones. Resultados similares se han obtenido en las interconexiones de norte américa, [108].

[13] European Network of Transmission System Operators for Electricity
[14] Association of the Transmission System Operators of Ireland
[15] Baltic Transmission System Operators
[16] European Transmission System Operators
[17] Transmission System Operators in Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden
[18] Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
[19] United Kingdom Transmission System Operators Association
[20] Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity

Aunque se ha hablado de los mercados eléctricos, estrictamente hablando, estos mercados se limitan a cada país. Todavía no hay un verdadero mercado europeo, la gran mayoría de intercambios se deben a acuerdos bilaterales a largo plazo, más del 90 % en la zona UCTE, y cerca del 50 % en la zona NORDEL. Por tanto, todavía no existe un mercado inmediato y competitivo en donde oferta y demanda casen independientemente de la localización geográfica, [108].

En el caso del sistema eléctrico peninsular español, todavía se presenta un grado de interconexión muy limitado con otros países. En 2010, la capacidad comercial máxima de importación de las interconexiones existentes representaba alrededor del 5 % del total de capacidad instalada. Asimismo, la contribución de las importaciones a la cobertura de la demanda de punta máxima ha sido reducida o nula, y el saldo neto de los intercambios internacionales ha sido exportador. Estas características siguen restringiendo la dinámica competitiva del mercado mayorista de electricidad a una dimensión geográfica nacional peninsular, [85]. Por tanto, el sistema eléctrico peninsular español sigue siendo todavía una isla eléctrica.

1.3 Características generales de una interconexión

Supóngase un sistema eléctrico I que tiene una potencia de generación y de consumo dados, enlazado con un sistema eléctrico II, también con una potencia de generación y consumo dados, mediante una línea eléctrica. En cada uno de los sistemas se han especificado las potencias de generación y consumo propios, y en cada subestación de interconexión se han supuesto unas pérdidas de potencia activa y reactiva provocadas por la/s línea/s eléctrica/s de interconexión, ver figura 1.7.

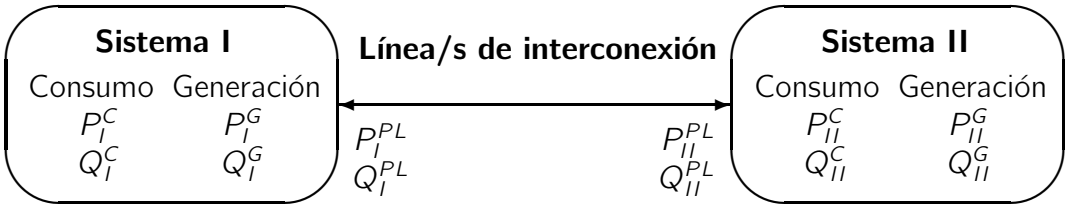


Figura 1.7: Interconexión entre dos sistemas eléctricos I-II, [100, VIII-1.1]

Cada sistema por separado puede ser, o no, deficitario en generación de potencia activa y/o reactiva. Al estar interconectados, para el conjunto, incluyendo la/s línea/s de interconexión, en régimen estacionario ha de verificarse el balance de potencias activas y reactivas por separado, según la ley de conservación de la energía aplicada a la teoría de circuitos (teorema de Boucherot):

$$\begin{aligned} P_I^G - P_I^C - P_I^{PL} - P_I^{PL} + P_{II}^G - P_{II}^C = 0 \\ Q_I^G - Q_I^C - Q_{II}^{PL} - Q_{II}^{PL} + Q_{II}^G - Q_{II}^C = 0 \end{aligned} \tag{1.1}$$

En el caso de una interconexión en corriente alterna, puede suceder que la transferencia de energía activa se realice en un sentido y la de reactiva en sentido opuesto, o incluso que ambos sistemas tengan que ceder potencias reactivas para proporcionar la requerida por la/línea/s eléctrica. La magnitud y sentido de transferencia de dichas potencias dependen de los balances de generación y demanda de potencias en cada sistema. De forma muy simplista, se puede decir que el transporte de potencia reactiva es controlada por la excitación de

las máquinas síncronas, mientras que el transporte de potencia activa es controlada por las admisiones de los motores térmicos.

En el caso de interconexiones en corriente continua, todos los parámetros son controlados por el operador de la interconexión. Para el régimen permanente se establece la potencia activa de intercambio y la reactiva a compensar en los nudos de acuerdo con las tensiones de consigna en ellos. En regímenes transitorios, los sistemas de control se encargan de poner a cero las estaciones convertidoras si se trata de un hueco de tensión (cortocircuito), o de emular un control primario potencia/frecuencia cuando hay desequilibrios bruscos de la frecuencia. A diferencia de la interconexión en alterna, la interconexión sólo puede transportar potencia activa. La potencia reactiva se gestiona en los nudos de interconexión, que es donde se sitúan las estaciones de conversión, para ello se conectan/desconectan escalones de baterías de condensadores y/o filtros de armónicos, se varían las tomas en carga de los transformadores de las estaciones de conversión, o se modifican los ángulos de activación/desactivación de los tiristores o IGBT según el tipo de convertidor.

1.3.1 Comparación entre transporte en CA[21] y CC[22]

La batalla vivida a principios de siglo XX entre la implantación de sistemas eléctricos en corriente continua o corriente alterna no significó el fin del transporte por corriente continua. Mientras que dentro de un sistema eléctrico el transporte se realiza fundamentalmente en corriente alterna, cuando se trata de grandes potencias y/o grandes distancias, es más económico utilizar corriente continua.

Esta elección también está condicionada al tipo de medio por el que tiene transcurrir dicha interconexión, es decir, depende si se han de construir líneas aéreas, líneas subterráneas o líneas submarinas. La elección final entre ambas tecnologías se basará primero en la posibilidad de realización técnica, especialmente en instalaciones submarinas, y después en el estudio económico.

Toda línea eléctrica tiene una corriente máxima admisible, que se calcula en función de las pérdidas resistivas en ella, las condiciones de instalación, y la temperatura máxima que puede alcanzar. La potencia transportable por una línea eléctrica en corriente continua se debe exclusivamente a este hecho, y resulta independiente de la longitud de ésta. Sin embargo, en el caso de líneas en corriente alterna, existe una longitud a partir de la cual la potencia transportable disminuye significativamente por debajo dicho límite, ver figura 1.8. A partir de dicha longitud, el fenómeno que limita la potencia transportable no es el límite térmico, sino la estabilidad en régimen estacionario de la línea.

La potencia límite de estabilidad en régimen estacionario P_{lee}, modelando la línea de transporte como una reactancia serie y considerando las tensiones de los nudos iguales, viene dada por:

$$P_{\text{lee}} = \frac{U^2}{X'_{\text{L}} \cdot l} \tag{1.2}$$

La reactancia total de la línea $X'_{\text{L}} \cdot l$ es proporcional a la longitud, de manera que P_{lee} va disminuyendo con la longitud de ésta en forma de hipérbola equilátera. P_{lee} es proporcional a la tensión de línea U elevada al cuadrado, lo cual muestra la importancia de la tensión de servicio en líneas en corriente alterna para transportar potencia a determinadas distancias.

[22] Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto

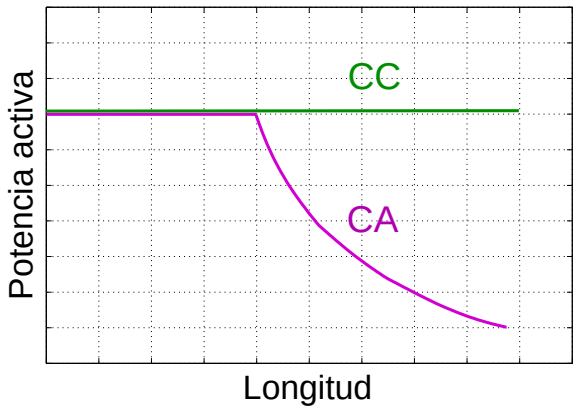


Figura 1.8: Potencia transportable en función de la longitud (líneas aéreas), CA[23] frente a CC

Cuando se trata de líneas eléctricas cableadas en corriente alterna, ya sean subterráneas o submarinas, la estabilidad en régimen estacionario queda en un segudo plano, ya que las altas corrientes reactivas limitan la capacidad de transporte en mayor medida. De [106] se ha extraído una gráfica en donde se muestran las potencias activas transportables para cables tripolares 1000 mm^2 Cu de diferentes tensiones, véase figura 1.9. Para construirla se ha supuesto una compensación de la corriente reactiva igual en ambos extremos, y un límite en la caída de tensión del 10 %.

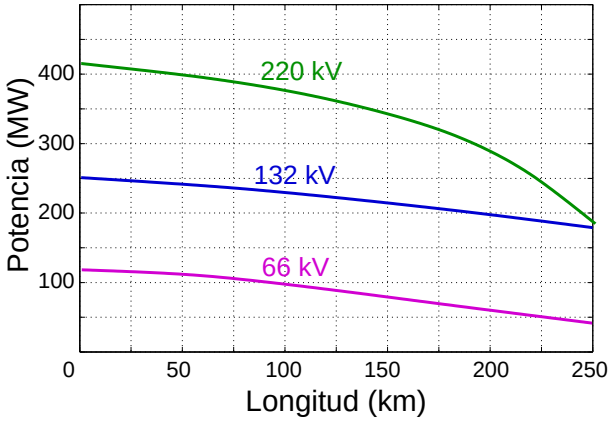


Figura 1.9: Potencia transportable en función de la longitud (cable tripolar 1000 mm^2 Cu), [106]

Según la figura 1.9, para líneas cableadas cuya longitud esté en torno a 100 kilómetros, la caída de la potencia activa transportable con respecto a una misma línea pero de longitud despreciable es del 10 % aproximadamente.

Para una potencia de transporte dada, los costes de ambas alternativas evolucionan de forma diferente con la distancia entre puntos de interconexión, ver figura 1.10.

En el caso de interconexiones en corriente alterna, los costes de construcción de los terminales son bastante menores que para el caso de corriente continua, debido principalmente a los importantes costes de las estaciones de conversión.

Sin embargo, los costes de construcción de una línea dada para la alternativa en corriente continua son menores que la equivalente en alterna, pues se utiliza menos material conductor (menos conductores). Esto ocurre ya sean instalaciones aéreas, subterráneas o submarinas.

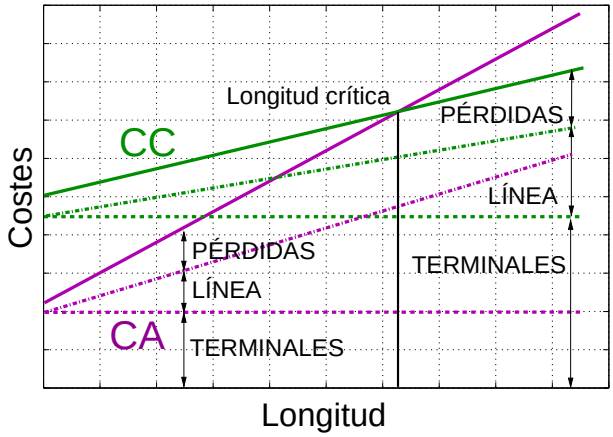


Figura 1.10: Costes en función de la longitud, CA frente a CC

Asimismo, los costes derivados de las pérdidas, sumando las de conversión y líneas, son menores que las pérdidas en las líneas en corriente alterna para grandes longitudes de línea.

Todos estos costes dependen mucho del tipo de instalación, por ejemplo, en el caso de instalaciones submarinas las pendientes que se muestran en la figura son mucho más pronunciadas. En la gráfica puede observarse que existe un punto en el cual el coste de la opción CA es igual al coste de la opción CC, la longitud en la que ocurre esto se denomina longitud crítica.

Las longitudes críticas para instalaciones aéreas están entre 600 y 800 kilómetros, en instalaciones de cable subterráneo entre 200 y 300 kilómetros, y en instalaciones submarinas entre 100 y 150 kilómetros, [57].

En términos medioambientales, la utilización de líneas eléctricas aéreas para transporte por corriente continua tienen un menor impacto visual, así como unas menores utilizaciones del terreno. Lo mismo ocurre en los cables subterráneos y submarinos, al requerir menos cables y de menor espacio.

1.3.2 Limitaciones de la potencia transportable

Para una interconexión entre dos sistemas eléctricos existen varias limitaciones sobre la potencia que se puede intercambiar. Estas limitaciones suelen endurecerse a fin de conseguir un mayor margen de seguridad, ya que la naturaleza estocástica de la demanda y de las contingencias impone cierto grado de incertidumbre. Existen básicamente cuatro limitaciones para la potencia transportable, de las cuales la más restrictiva será la que marque el máximo:

Térmica La capacidad térmica de transporte de las líneas eléctricas surge de limitar las temperaturas de los elementos que la constituyen. Esto constituye un límite de la corriente, en términos de potencia aparente, que puede circular por dicha línea. Este límite depende de la temperatura ambiente en las partes más desfavorables en cuanto a evacuación de calor, con lo cual resulta variable a lo largo del año.

Por estabilidad Otra limitación es la debida a una eventual pérdida de estabilidad de una o más partes de los sistemas conectados sincrónicamente. Dependiendo del estado de los sistemas eléctricos y de la potencia transportada por la línea de interconexión, ciertas contingencias pueden acarrear la pérdida del sincronismo entre los sistemas, o hacer que en uno de ellos se produzca una pérdida de mercado no aceptable.

Por seguridad Dependiendo de los procedimientos de operación establecidos, el sistema debe quedar bajo ciertas condiciones tras determinadas contingencias. Ello puede imponer varios límites sobre la potencia que puede transportar la interconexión, el límite más restrictivo será aquel que determine el límite definitivo según este criterio.

Para sistemas HVDC clásicos En enlaces HVDC convencionales es necesaria la existencia de generación suficiente a ambos lados de la interconexión, de tal forma que la relación de cortocircuito efectiva, *Effective Short Circuit Ratio* o ESCR en inglés, definida como la relación entre la potencia de cortocircuito, incluyendo filtros y compensación propios, y la potencia nominal del convertidor, debe ser mayor que 2, [8].

$$ESCR = \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}] - S_{\text{condensadores}}\,[\text{MVAr}] - S_{\text{filtros}}\,[\text{MVAr}]}{P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}]} \tag{1.3}$$

También, según [73], la constante de inercia H_{CC} ha de tener un valor de al menos 2-3 segundos para una operación satisfactoria de la interconexión:

$$H_{CC} = \frac{\text{inercia CA rotatoria total}}{P_{\text{sistema HVDC}}} \quad \left[\frac{\text{MW}\cdot\text{s}}{\text{MW}}\right] \tag{1.4}$$

1.4 Planificación de la infraestructura eléctrica

La interconexión eléctrica de dos (o más) sistemas eléctricos se presenta como una ampliación y mejora de los dos sistemas eléctricos interconectados. Para un correcto planteamiento del proyecto es necesario estudiar las causas, es decir, el estado actual y previsto de la generación, la demanda y la infraestructura, y las consecuencias, es decir, el impacto de la nueva infraestructura propuesta.

Desde la perspectiva de la planificación, las principales razones que conducen a una ampliación de la red eléctrica son, [68]:

- Responder al incremento de la demanda, por incremento poblacional y/o productivo.
- Incrementar la conectividad entre la demanda y generación existente, disminuyendo las probabilidades de fallo de suministro.
- Conectar los nuevos sitios de generación o ampliar los existentes de acuerdo a la disponibilidad de recursos energéticos.

Debido a que la demanda está continuamente desarrollándose, la infraestructura nunca está perfectamente dimensionada para una situación dada. Con el fin de cumplir con las exigencias de seguridad del suministro, la infraestructura debe estar siempre sobredimensionarse, de manera que se tenga cierto margen de maniobra ante el problema de construir nuevas instalaciones.

La infraestructura eléctrica se relaciona con multitud de organizaciones públicas y privadas, además de los consumidores individuales, y debe ser desarrollada con la coordinación de todos ellos. Esto no siempre es fácil llevarlo a cabo, puesto que las distintas organizaciones tienen distintos intereses, a veces contrapuestos.

Las planificaciones a corto, típicamente 5 años, y medio plazo, típicamente 10 años, se llevan a cabo bajo ciertas hipótesis, que provienen del cotejo de multitud de datos y predicciones.

Esto quiere decir que los proyectos que de éstas se deriven no tienen que ser definitivos, pero marcan los ejes de desarrollo de la infraestructura. El conjunto de datos necesarios para poder llevar a cabo dichas planificaciones se puede resumir en la siguiente lista, [68]:

- Demografía zonal actual y prevista. Demanda zonal, perfiles diarios, semanales y estacionales de la demanda. Avances en la gestión de la demanda. Predicción de temperaturas y precipitaciones.
- Generación actual, planificada y prevista. Probabilidad de fallo, tipo de combustibles, factores de carga esperados, flexibilidad y potencia reactiva.
- Niveles actuales de pérdidas, restricciones, potencia reactiva, estabilidad y redundancia.
- Nivel de seguridad elegido ante perturbaciones locales/regionales.
- Logística de combustibles y redundancia, diversidad energética.
- Tomar en consideración las directrices políticas y climáticas, presión en costes, contaminación y seguridad.
- Factores internacionales en cuanto a la habilidad del sistema para importar/exportar energía y/o combustibles.
- Limitaciones de emisiones contaminantes nacionales y/o regionales.

Un proyecto de interconexión entre sistemas es un proyecto que debe ser incluido dentro de un marco de planificación más amplio. Por ello, este estudio debe analizar las planificaciones actuales partiendo de sus datos de iniciales, actualizar dichos datos al momento presente, e implantar y proyectar en el futuro el proyecto propuesto.

En este sentido, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, a través de la Ley del Sector Eléctrico [77], establece el marco regulatorio del funcionamiento del sector eléctrico en España. En concreto, se establece que será el Estado en coordinación con las Comunidades Autónomas y la CNE[24] la encargada de la planificación de las líneas de transporte. En el caso particular de los SEIE[25], las Comunidades Autónomas tienen un papel más protagonista que el Estado.

Para los SEIE, se establece un conjunto de procedimientos de operación diferente que para los territorios peninsulares, véase [79]. En éstos se definen y particularizan los aspectos técnicos de estos sistemas eléctricos. El procedimiento de operación 13 es el encargado de recoger los aspectos relacionados con la planificación:

- Criterios de seguridad y fiabilidad del suministro
  - Criterios técnicos
  - Criterios de refuerzo de la red existente
  - Criterios de mallado de la red de transporte
  - Condiciones de intercambio de energía
- Criterios de implantación
  - Criterios de ingeniería
  - Criterios económicos
  - Criterios medioambientales

[24] Comisión Nacional de Energía
[25] Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

    - Criterios de implantación física
    - Criterios para la fase de construcción
    - Verificación y diseño de la instalación
    - Pruebas en tensión y puesta en servicio
- Información a suministrar al operador del sistema
    - Información a suministrar por las Comunidades y Ciudades Autónomas
    - Información a suministrar por las empresas transportistas
    - Información a suministrar por los gestores de distribución
    - Información a suministrar por los promotores de nueva generación
    - Confidencialidad de los intercambios de información
    - Información proporcionada por el Operador sujeta a confidencialidad
    - Información proporcionada por loa Agentes sujeta a confidencialidad
- Proceso de planificación de la red
    - Planificación a corto plazo (5 años). Incertidumbre media. Actuaciones a nivel zonal. Propuesta de revisión parcial del plan de desarrollo de la red de transporte al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
    - Planificación a medio plazo (10 años). Incertidumbre alta. Actuaciones a nivel global y zonal. Propuesta de plan de desarrollo de la red de transporte al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Coordinación de los planes de desarrollo de las redes de transporte y distribución
    - Relación entre las redes de transporte y distribución
    - Coordinación entre las redes de transporte y distribución
    - Desarrollo de las redes de transporte y distribución con influencia mutua
    - Criterios de desarrollo de las redes de distribución relacionadas con la coordinación con la red de transporte
    - Solicitudes de acceso e informes de viabilidad

1.5 Conclusiones

Como capítulo introductorio, éste sirve de base para la estructura del resto del estudio, ver figura 1. En cada uno de los capítulos siguientes se hace referencia, directa o indirecta, y se desarrollan ciertos aspectos presentados en este capítulo.

Capítulo 2

Interconexión de sistemas eléctricos. Transporte de potencia

En este capítulo se desarrollan distintos aspectos de las formas de transporte de energía eléctrica. El objetivo es caracterizarlas sobre un conjunto de aspectos común, para luego poder justificar la elección de unas sobre otras en los casos de estudio. Se comienza estableciendo un esquema de las distintas formas de transporte de energía eléctrica, y luego se desarrollan individualmente en apartados sucesivos.

2.1 Introducción

Las formas de transporte de potencia en los sistemas eléctricos se reducen a cuatro actualmente, tal y como se ha mostrado en el capítulo anterior:

- Corriente alterna (CA[1], HVAC[2])
- Corriente continua (CC[3], HVDC[4])
  - Tecnología LCC[5]-CSC[6]
  - Tecnología VSC[7]-PWM[8]
  - Tecnología VSC-MMC[9]

Cada una de estas tecnologías de transporte es elegida dependendiendo del medio por el que se transporte la energía eléctrica: aire, tierra o agua; lo que conlleva la construcción de líneas de transporte aéreas, subterráneas o submarinas, respectivamente. También influye la distancia y la potencia que se requiere, como ya se vio someramente en 1.3. Los conductores, aisladores, estructuras y aparamenta para realizar cada tipo de transporte en cada medio son diferentes, con diferentes costes, impacto visual y niveles de estandarización.

Estas características de proyecto intervienen directamente en el comportamiento de los sistemas eléctricos que une la interconexión. Por ello, no es sólo necesario analizar los elementos de la interconexión por separado, sino que hay que estudiar también cómo se comportan una vez instalados y en operación con el conjunto.

[1] Corriente Alterna
[2] High Voltage Alternating Current
[3] Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto
[4] High Voltage Direct Current
[5] Line Commutated Conversion
[6] Current Source Conversion
[7] Voltage Source Conversion
[8] Pulse Width Modulation
[9] Modular Multilevel Converters

2.2 Estabilidad de sistemas eléctricos

Uno de los aspectos más importantes a estudiar en cuanto al comportamiento de sistemas eléctricos es la estabilidad de los mismos. Los problemas de estabilidad afectan a la planificación, explotación, control y protección de los sistemas de energía eléctrica. Al estudiar el impacto de una interconexión, hay que estudiar cómo afecta ésta sobre el comportamiento individual y del conjunto de sistemas eléctricos, y observar si provoca un impacto positivo o negativo sobre la estabilidad.

Aunque existen varias posibles definiciones del problema de la estabilidad, se va a definir según lo hace el comité 38 de la Cigré[10]/IEEE[11], *Power System Dynamic Performance Committee*:

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es la habilidad de éstos para, a partir de unas condiciones de operación dadas, recuperar un estado de operación de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación física, en donde la mayoría de las variables del sistema están restringidas, y resultando en que prácticamente todo el sistema permanece intacto.

Según define el comité, hay tres grandes grupos de problemas de estabilidad: estabilidad de ángulos, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensiones. Cada uno de ellos se puede estudiar para diferentes horizontes temporales haciendo distintas hipótesis. Es sabido que en el análisis de sistemas eléctricos las dos variables más importantes son la frecuencia, que es indicador del balance de potencias activa demandada y generada, y tensión, que es indicador de un grado de carga aceptable de los elementos del sistema. La clasificación se basa en la variable en la que se observa la inestabilidad, la magnitud de la perturbación y la duración del proceso seguido tras ésta.

Estabilidad de ángulos Se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas conectadas a un sistema eléctrico de permanecer en sincronía tras una perturbación. El sistema no se comporta de forma estable ante dicha perturbación si las oscilaciones del eje provocan una pérdida definitiva del sincronismo. Se distinguen dos magnitudes en el valor de las perturbaciones:

- **Pequeña perturbación** Mantenimiento del sincronismo tras pequeñas perturbaciones. A este problema se le denomina problema de estabilidad estacionaria o en régimen permanente.
- **Gran perturbación** Mantenimiento del sincronismo ante grandes perturbaciones (desconexión de grandes bloques de generación o demanda, apertura de líneas, cortocircuitos). Existen dos aproximaciones al problema, según el modo en el que se modelen los elementos y sistemas de control:
  - **Estabilidad transitoria** Se refiere a un marco temporal $t < 1\,\text{s}$, en donde se omiten los reguladores de velocidad y tensión. Es un análisis adecuado para este horizonte temporal pues en este tiempo no se producen cambios significativos en la salida de estos sistemas de control.
  - **Estabilidad dinámica** Se refiere a un marco temporal $t > 1\,\text{s}$, en donde se modelan todos los componentes, incluyendo los sistemas de control primario de potencia activa y los reguladores de tensión.

[10] Conseil des Grands Réseaux Électriques (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos)
[11] Institute of Electrical and Electronics Engineers

Estabilidad de frecuencia Se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para mantener la frecuencia estable tras una perturbación severa que resulte en un desequilibrio significativo entre generación y carga. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre generación y carga con una mínima pérdida de carga. La inestabilidad puede producirse en forma de oscilaciones de frecuencia que lleven a la desconexión de generadores o cargas. Se distinguen dos marcos temporales:

- **Corto plazo** Cuando el desequilibrio ocurre en sistemas pequeños o con poca capacidad de interconexión, los deslastres de carga o desconexiones de grupos no pueden recuperar la frecuencia en un tiempo del orden de decenas de segundos.
- **Largo plazo** Cuando los recorridos de la frecuencia alcanzan tiempos del orden de minutos.

Estabilidad de tensiones Se refiere a la habilidad del sistema eléctrico para mantener un nivel aceptable de tensiones en todos los nudos en condiciones normales y tras una perturbación. Se distinguen dos magnitudes en el valor de las perturbaciones:

- **Pequeña perturbación** Mantenimiento de las tensiones en los nudos tras pequeñas perturbaciones.
- **Gran perturbación** Mantenimiento de las tensiones en los nudos tras grandes perturbaciones (apertura de líneas, cortocircuitos).

El estudio de estos problemas de estabilidad suele requerir el uso de herramientas de software cuando el número de elementos involucrados es elevado. A continuación se muestra un esquema de los principales elementos y factores a tener en cuenta para estudiar los problemas de estabilidad:

- Elementos del sistema (Modelado del sistema)
  - Barras de subestación
    - Protecciones
  - Unidad generadora
    - Máquina motriz
    - Control de potencia activa
    - Máquina eléctrica
    - Control de tensión
    - Interfaz de control externo
    - Protecciones
  - Transformadores
    - Cambiador de tomas
    - Interfaz de control externo
    - Protecciones
  - Elementos de compensación
    - Ajuste del grado de compensación, en su caso
    - Interfaz de control externo
    - Protecciones
  - Líneas eléctricas en CA
    - Protecciones

- Transporte de potencia en CC
  - Control de potencia y tensión en los convertidores
  - Interfaz de control externo
  - Protecciones

- Estado pre-perturbación (Análisis en régimen estacionario)
  - Módulo y ángulo de la tensión, y potencia demandada en los nudos de la red
  - Flujo de potencia en las líneas eléctricas
  - Potencia activa y reactiva inyectada, módulo y ángulo de la tensión, para cada grupo generador conectado
- Perturbación, depende de la duración y magnitud (Análisis en régimen dinámico o transitorio)
  - Variación directa de potencia
    - Generación
      - Desconexión de grupos generadores
      - Rampas de subida/bajada de generación
    - Demanda
      - Variaciones bruscas de carga
      - Variaciones suaves de carga
  - Variación de la topología del sistema, ya sea de forma programada (maniobra) o tras el disparo de alguna protección
    - Conexión/Desconexión de líneas eléctricas
    - Conexión/Desconexión de transformadores
    - Conexión/Desconexión de elementos de compensación.
  - Cortocircuito (faltas paralelo)
  - Rotura de conductor/es (faltas serie)
  - Caída de rayo (sobretensión atmosférica)

Como se puede comprobar, la interconexión interviene en los problemas de estabilidad en la medida en que forma parte de un sistema más complejo. El comportamiento de la interconexión y de los sistemas conectados depende de la forma de tranporte de potencia en la interconexión, así como de las características particulares del proyecto.

2.3 Transporte en CA

El transporte a través de líneas en corriente alterna es el transporte elegido "por defecto", es decir, es siempre la primera opción que se baraja en un proyecto de interconexión. Como se vio en el apartado 1.3.1, para longitudes por debajo de las distancias críticas la elección es siempre en corriente alterna, por economía en la inversión, economía y sencillez en la operación, y estandarización de los elementos que la componen.

En cuanto a configuraciones posibles, las líneas de interconexión que unen eléctricamente dos puntos de sistemas diferentes pueden ser líneas aéreas, subterráneas o submarinas. En cada caso puede instalarse un circuito, dos circuitos, o más, dependiendo de la potencia total requerida y/o de la seguridad especificada por las administraciones involucradas.

2.3.1 Componentes

Los elementos de las interconexiones en CA, líneas eléctricas y subestaciones, son similares a las que se encuentran dentro de los sistemas eléctricos, exceptuando la existencia de contadores de energía en las interconexiones internacionales, y los elementos de compensación, casi siempre necesarios si son líneas de gran longitud.

Transformadores Cuando se requiere un nivel de tensión mayor al usado en los nudos de enganche de la interconexión, es necesario hacer uso de transformadores de potencia, llamados transformadores de transporte. Es habitual la presencia de transformadores 400/220 kV o 400/132 kV para conectar las redes de subtransporte a las de transporte e interconexión.

Las reactancias de cortocircuito en estos transformadores se especifican dentro de un margen de valores. Ello es debido a que el valor de la reactancia total de la interconexión influye de forma importante en la estabilidad del conjunto, como ya se vio someramente en 1.3.1 y se ampliará en 2.3.2, así como en la potencia de cortocircuito, que en ciertas ocasiones debe ser limitada y en otras interesa aumentarla lo máximo posible.

Líneas de transporte y compensación Las líneas eléctricas presentes en las interconexiones suelen trabajar a las tensiones más elevadas posibles, ya que éstas suelen tener una potencia y longitud importantes, esto limita las pérdidas y aumenta la estabilidad, como se verá en 2.3.2. En lo que concierne al diseño y proyecto de las mismas, no difieren del resto de líneas habituales en un sistema eléctrico.

Al ser grandes líneas, ya sean aéreas, subterráneas o submarinas, casi siempre es necesario recurrir a la instalación de compensación. Son necesarias para limitar el transporte de reactiva desde las áreas, aumentándose la capacidad de transporte de potencia activa y reducir las pérdidas extras provocadas por la circulación de corrientes reactivas, y mantener una margen adecuado de tensiones. Esta compensación es necesaria debido a que los parámetros eléctricos de estas líneas eléctricas son más determinantes en la economía y el funcionamiento del conjunto.

Las líneas eléctricas que, considerando pérdidas despreciables, trabajan con la potencia característica:

$$S_c = \frac{U^2}{Z_c} \tag{2.1}$$

proporcionan una caída de tensión nula, ver [101, IV-7]. Z_c es la impedancia característica, que se define en la ecuación 2.9. Potencias superiores conllevan caídas de tensión positivas, y potencias inferiores provocan caídas de tensión negativas. En las líneas reales, que tienen sus pérdidas inherentes, ocurre algo similar, pero sí existe una pequeña caída de tensión debido a la resistencia. No obstante, considerando una potencia algo inferior a la característica ideal esto puede ser compensado.

Para una línea dada sin compensación, Z_c es una constante, de modo que sólo hay una potencia que conlleva caída de tensión nula. Por tanto, la compensación debe atender a las variaciones de carga. Ello quiere decir que, dependiendo del uso previsto de la línea, se debe proyectar uno o varios escalones de compensación, o una compensación continua.

Los elementos de compensación son variados y se pueden configurar de varias formas, ver

[101, V-3, V-8], [10, 5.7] [73, 11.2]: reactancias en paralelo o en serie, condensadores en paralelo o en serie, condensadores síncronos o sistemas estáticos. No obstante, sólo es concebible a base de compensaciones parciales aplicadas por tramos.

Para el total de la línea, si la inductancia serie se compensa en un factor f_L, resulta una inductancia por kilómetro de $(1 - f_L)\, L'$. Asimismo, si se reduce la capacidad en un factor f_C, resulta una capacidad kilométrica de $(1 - f_C)\, C'$. Suponiendo una línea ideal sin pérdidas, el ángulo característico, así como la impedancia característica varían de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \theta_c &= \sqrt{(1 - f_L)\,(1 - f_C)}\sqrt{L'C'}\,l \\ Z_c &= \sqrt{\frac{1 - f_L}{1 - f_C}}\sqrt{\frac{L}{C}} \end{aligned} \tag{2.2}$$

Se puede observar que el ángulo característico reduce su valor, lo que equivale a una reducción aparente de la longitud l de la línea. Variando Z_c se consigue variar la potencia característica, lo que permite tener controladas las tensiones para diferentes cargas. Una disminución aparente de Z_c se puede conseguir aumentando la capacidad total de la línea, añadiendo por ejemplo condensadores en paralelo, esto conduce a una potencia característica mayor.

Si se desea dimensionar la compensación necesaria para una línea dada, se estudian las necesidades de potencia reactiva en cada extremo para mantener las tensiones iguales a 1 por unidad al variar la potencia activa transportada. En [73, página 224] se concluye que la necesidad de potencia reactiva en cada extremo es, suponiendo línea sin pérdidas:

$$Q = \frac{U^2\,(\cos\delta - \cos\theta_c)}{Z_c \sin\theta_c} \tag{2.3}$$

donde δ es el ángulo de carga, que más adelante se detallará. El criterio es que Q es positivo cuando los sistemas absorben potencia reactiva capacitiva. Para distintos grados de carga, distintos valores de δ, se tiene una variación de la potencia reactiva Q que se necesita para mantener la tensión.

En la figura 2.1 se muestra dicha ecuación aplicada a una línea doble circuito de 220 kV. En el eje Q se representa la potencia reactiva absorbida por cada sistema para mantener las tensiones en 1 por unidad en cada nudo terminal. Este valor es similar para ambos nudos, y se ve cómo a bajas potencias activas la línea cede reactiva a los sistemas, pero al pasar de la potencia característica, 180 MW en este caso, los sistemas necesitan aportar reactiva para mantener las tensiones en los nudos a 1 por unidad.

La región sombreada de azul representa el área térmica en donde puede trabajar la línea. Se ve cómo las líneas de 200 y 300 kilómetros tienen un tramo recto a partir del máximo de potencia reactiva, pero en el caso de 200 kilómetros dicho límite está fuera del límite térmico. Sin embargo, la línea de 100 kilómetros tiene ese límite mucho más lejos. Ello indica que para una línea con estas características, compensada sólo por los nudos terminales, no debería tener más de unos 250 kilómetros.

2.3.2 Transporte de potencia activa

El transporte de potencia activa en líneas eléctricas en corriente alterna se debe fundamentalmente a la diferencia de ángulos entre las tensiones de los nudos a los que se conecta, y

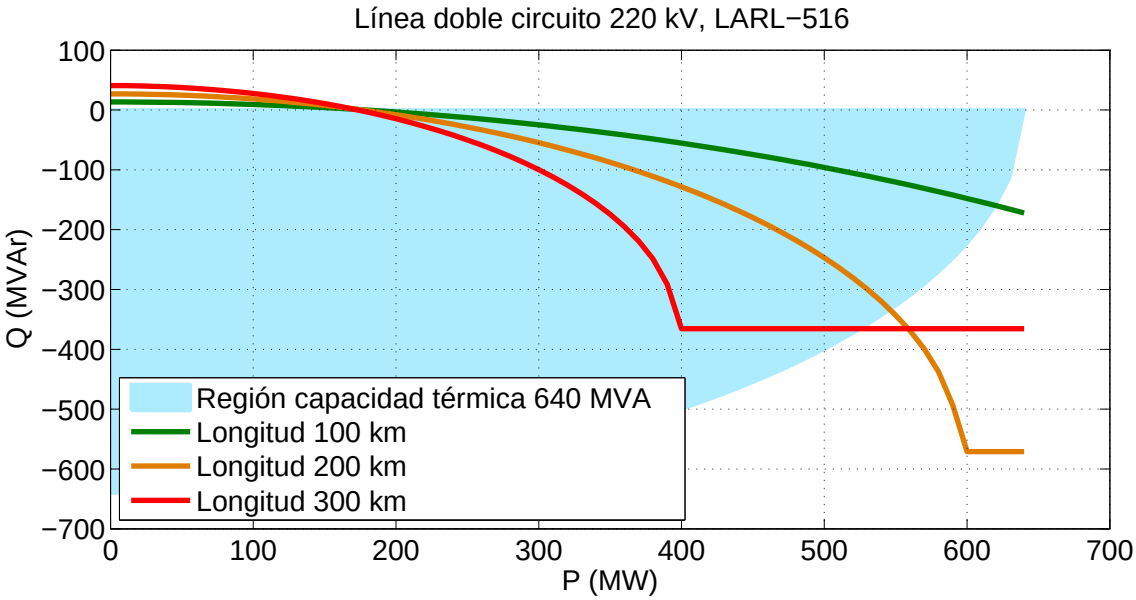


Figura 2.1: Característica Q-P para mantener 1 pu en terminales

éstos dependen de la generación y demanda de potencia activa en los sistemas eléctricos.

2.3.2.1 Potencia transportada y estabilidad en régimen estacionario

Se empezará por describir el mecanismo de transporte de potencia utilizando un modelo monofásico simplificado de la línea. Se supone la línea como una inductancia L_L y reactancia inductiva $X_\mathrm{L} = \omega L_\mathrm{L}$. Además, se supone que los nudos a los que se conecta son nudos de potencia infinita, es decir, mantienen el módulo de la tensión rígidamente. La línea interconecta dos nudos de los sistemas I (inicial) y II (final), con tensiones de fase $\underline{U}_{If}$ y $\underline{U}_{IIf}$, y por ella circula una corriente $\underline{I}$ referenciada según el sentido de I a II.

En la figura 2.2 se muestra el esquema y el diagrama fasorial resultante del modelo supuesto. Los fasores representan la ecuación $\underline{U}_{If} = \underline{U}_{IIf} + jX_\mathrm{L}\underline{I}$, en donde $\underline{I}$ se representa con un desfase φ_{II} con respecto a $\underline{U}_{IIf}$ y el ángulo entre las tensiones se denomina ángulo de carga δ.

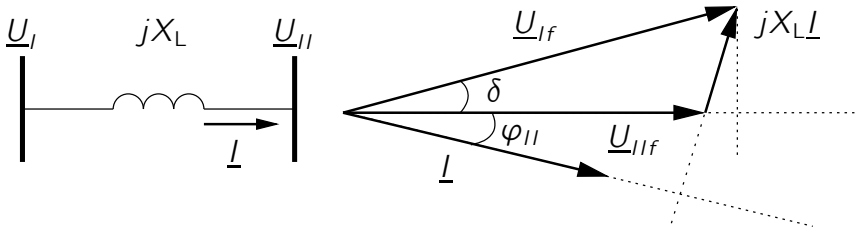


Figura 2.2: Esquema y diagrama fasorial interconexión en CA, modelo de la línea mediante X_L

La potencia transferida y recibida son iguales, por ser una línea sin pérdidas:

$$P_I = P_{II} = 3U_{IIf}\, I \cos\varphi_{II} \tag{2.4}$$

Además, a través del diagrama vectorial se observa que las proyecciones verticales de la caída

de tensión en la línea y de la tensión en el nudo del sistema I son iguales:

$$X_{\mathrm{L}} I \cos\varphi_{II} = U_{If} \sin\delta \tag{2.5}$$

Por tanto, la potencia activa trifásica que transporta la línea es:

$$P_{\mathrm{L}} = 3\frac{U_{If} U_{IIf}}{X_{\mathrm{L}}} \sin\delta = \frac{U_I U_{II}}{X_{\mathrm{L}}} \sin\delta \tag{2.6}$$

La potencia que se transfiere es directamente proporcional al seno del ángulo de carga, ver figura 2.3.

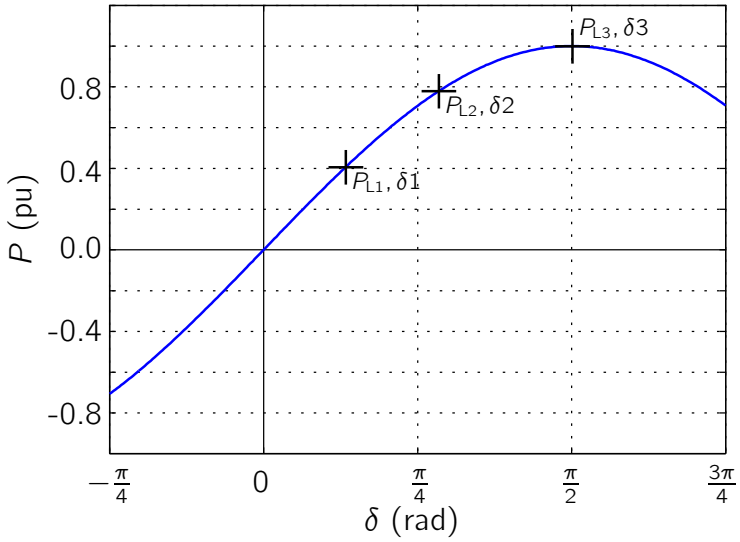


Figura 2.3: Característica potencia en función del ángulo de carga δ

Debido a que sigue una función senoidal, en el rango de ángulos desde -90° hasta 90°, la pendiente entre la potencia y el ángulo de carga es positiva. Inmediatamente después de estos límites, la pendiente se hace negativa.

Imagínese que los dos sistemas tienen un estado de la generación y de la demanda tal, que estacionariamente entre ambos se transfiere una potencia $P_{\mathrm{L}1}$ en dirección al sistema II. Un aumento pequeño de la demanda neta en el sistema II provoca un aumento de esta potencia hasta $P_{\mathrm{L}2}$ y por tanto un aumento del ángulo de carga hasta δ_2.

Si dicho aumento es tal que se alcanza $P_{\mathrm{L}3}$ y ángulo $\delta_3 = 90°$, se llega a un punto crítico en el cual cualquier aumento de la demanda neta del sistema II, no es correspondida por la potencia que transporta la línea.

A partir de aquí los sistemas no operan en sincronismo, las máquinas del sistema exportador tienden a adelantarse, ya que disminuye la demanda que tiene que satisfacer, y las del sistema importador tienden a retrasarse, pues no pueden satisfacer su demanda. Los sistemas de protección de la línea actúan por sobrecorriente mucho antes de llegar a $\delta = 180°$, momento en el cual las tensiones estarían en contrafase, y que equivale a un cortocircuito con el doble de la tensión nominal.

Por tanto, dicho límite es un techo de transporte para una interconexión dada, en donde hay que considerar la reactancia total X_{total} que incluye la línea y los transformadores. El límite de estabilidad estacionaria en una interconexión en corriente alterna es por tanto:

$$P_{\text{lee}} = \frac{U_I U_{II}}{X_{\text{total}}} \tag{2.7}$$

La hipótesis de considerar la línea como una inductancia pura es adecuada para explicar el fenómeno de la estabilidad estacionaria, y da un valor aproximado. El modelo completo incorpora las resistencias y capacidades de la interconexión, y con los parámetros habituales de las líneas, se obtiene un valor de P_{lee} no mucho menor.

La forma más general de modelizar una interconexión para el problema de estabilidad estacionaria es mediante un cuadripolo con parámetros distribuidos:

$$T_d = \begin{pmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh \underline{\theta}_c & \underline{Z}_c \sinh \underline{\theta}_c \\ \frac{\sinh \underline{\theta}_c}{\underline{Z}_c} & \cosh \underline{\theta}_c \end{pmatrix} \tag{2.8}$$

donde $\underline{Z}_c$ y $\underline{\theta}_c$ son la impedancia y ángulo característicos:

$$\begin{aligned} \underline{\theta}_c &= \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} \\ \underline{Z}_c &= \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}} \end{aligned} \tag{2.9}$$

y donde $\underline{Z}$ e $\underline{Y}$ son la impedancia y admitancia totales de la interconexión.

Si se desea utilizar un modelo de parámetros concentrados en π nominal, los parámetros del cuadripolo quedan:

$$T_c = \begin{pmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2} & \underline{Z} \\ \underline{Y} + \frac{\underline{Z}\underline{Y}^2}{4} & 1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2} \end{pmatrix} \tag{2.10}$$

Para interconexiones de varios circuitos y/o con transformadores y/o con compensación hay que calcular los parámetros $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ y $\underline{D}$ para cada uno de los elementos y hallar el equivalente total mediante las operaciones de asociación de cuadripolos, ver [101, IV-16].

Una vez hallados los parámetros ($\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$, $\underline{D}$) del cuadripolo nominal, la potencia entregada en el extremo II de la línea se obtiene mediante [100, VIII-9]:

$$P_{\text{L}_{\text{II}}} = \frac{U_I U_{II}}{B} \cos\left(\psi_B - \delta\right) - \frac{A}{B} U_{II}^2 \cos\left(\psi_B - \psi_A\right) \tag{2.11}$$

donde los ángulos ψ son los argumentos de los parámetros del cuadripolo.

El límite de estabilidad estacionaria para la recepción de potencia en el sistema II con el modelo completo es:

$$P_{\text{lee}_{\text{II}}} = \frac{U_{II}}{B} \left(U_I - A U_{II} \cos\left(\psi_B - \psi_A\right)\right) \tag{2.12}$$

que se obtiene cuando $\delta = \psi_B$. Por tanto, el ángulo límite de estabilidad estacionaria depende básicamente de la relación entre la inductancia y la resistencia.

Normalmente, los valores de las tensiones U_I y U_{II} son muy parecidos, la caída de tensión suele ser despreciable respecto a sus valores nominales. Así que:

$$P_{\text{lee}_{\text{II}}} = \frac{U^2}{B}\left(1 - A\cos\left(\psi_B - \psi_A\right)\right) \tag{2.13}$$

De esta expresión hay que destacar tres puntos. La tensión es un factor decisivo en el aumento del valor de la potencia límite de estabilidad estacionaria. El valor de $\underline{B}$ disminuye de forma importante el valor de dicho límite, $\underline{B}$ representa fundamentalmente los parámetros longitudinales, por tanto éstos son parámetros críticos. La presencia de parámetros transversales, capacidad y conductancia de aislamiento puede provocar una variación sobre el límite, pero suelen ser despreciables.

Para mostrar las diferencias entre los modelos, se utilizarán los parámetros de líneas aéreas y subterráneas típicos para una líneas con una longitud de 100 kilómetros, ver figura 2.4. Dichos parámetros son los de una línea de doble circuito con conductores LARL-516, y un circuito subterráneo con cable XLPE de 1000 mm^2, ver apéndice C.1.

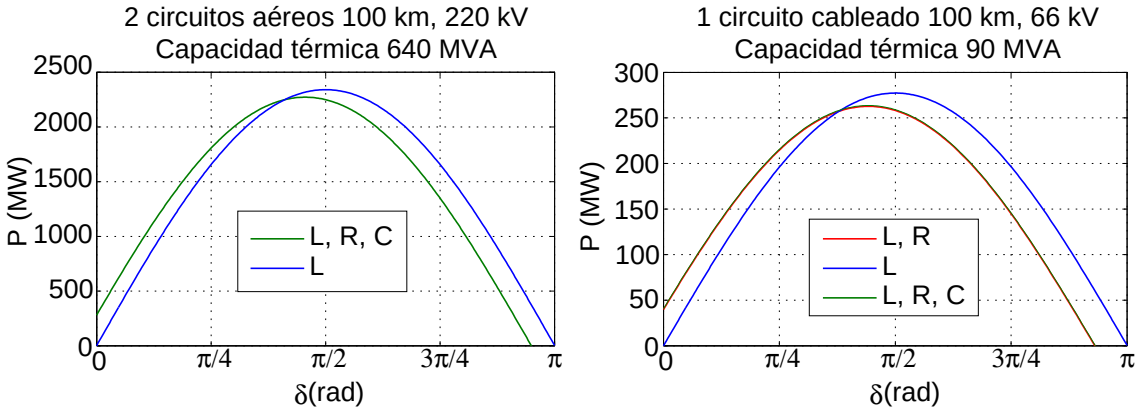


Figura 2.4: Característica de la potencia transportada en función de δ, L sólo considera la inductancia, L, R considera además la resistencia y L, R, C considera además la capacidad

Se destaca que la diferencia entre considerar o no la resistencia está en el δ crítico, pasa de ser 90° a unos 80° aproximadamente, dependiendo de ψ_B. No se aprecia diferencia entre considerar o no la capacidad de la línea, incluso en el caso de cables. El valor de las potencias límite disminuye menos de un 10 % en ambos casos. Se observa que en el caso de estas líneas de 100 kilómetros, la capacidad térmica limita la potencia transportable mucho antes que el límite de estabilidad estacionaria, tal y como se vió en las figuras 1.8 y 1.9.

Por tanto, para líneas de longitud similar se puede ignorar este límite, a menos que se utilicen transformadores que incrementen de forma importante la inductancia. En la operación de las líneas, el valor en el que operan suele ser un valor muy lejano al límite, con un gran margen de seguridad.

Además, suele ser más restrictivo el límite de tranporte impuesto por el régimen dinámico, que se describirá a continuación. Según [1], el ángulo δ típico máximo suele ser del orden de 30°.

2.3.2.2 Impacto sobre la estabilidad

Cuando se produce cualquier perturbación en un sistema eléctrico, las distintas variables del sistema varían en función de las características de los elementos que lo componen y de la propia perturbación, revísese 2.2. Como ya se estableció en 1.1, la satisfacción de la demanda es el objetivo del sistema eléctrico y se opera asumiendo sólo que se pueda perder una cantidad limitada de demanda. Hoy en día, la mayoría de máquinas que generan la potencia eléctrica son máquinas síncronas, y ante perturbaciones de cierta magnitud pueden desconectarse, dependiendo del tamaño de la máquina desconectada y del sistema en el que está conectada, esto puede acarrear la pérdida de parte del mercado.

En la sección anterior se vio que existía un límite de transporte de potencia para el régimen estacionario, que sólo depende de las características de la línea y de la tensión en los nudos a los que se conecta. La tensión en los nudos se puede considerar constante y depende de las excitaciones de las máquinas síncronas y de la compensación local. Los límites que imponen los regímenes dinámicos no son únicos, dependen no sólo de las características de la línea, sino que dependen del estado previo de todo el sistema, los parámetros de las máquinas y el resto de líneas, y del tipo y magnitud de la perturbación considerada, como ya se señaló en 2.2.

En el caso de las líneas en alterna que interconectan sistemas, esta unión significa directamente compartir las inercias. Teniendo presente la Teoría de Sistemas, esto conlleva a que, en general, una misma perturbación tenga respuestas más lentas y con valores de pico menores. Ello permite que los grupos conectados tengan mayor tiempo para que el control primario compense parcialmente la perturbación, y en su caso, para que los sistemas de protección dispongan de más tiempo para aislar el defecto sin incurrir en consecuencias más graves.

Además de compartir inercias, la interconexión aumenta la potencia de cortocircuito en los nudos a los que conecta y a otros nudos más cercanos. Esto implica mayores corrientes de cortorcircuito, es decir, mayor facilidad para detectar faltas. Asimismo, un nudo con mayor potencia de cortocircuito tiene un margen de variación de tensiones más reducido, con lo cual puede admitir mayores solicitaciones manteniendo las tensiones en un margen admisible.

2.3.3 Control de potencia

Como ya se vio en 1.3, el balance de potencias en dos sistemas interconectados se cumple para el conjunto al igual que para cada uno de los sistemas. Esto significa que las líneas de interconexión han de compensar los desequilibrios momentáneos con respecto a los valores de consigna.

Ya se comentó la importancia de los ángulos de carga entre extremos de la línea, los desequilibrios pueden conllevar la separación de los sistemas o incluso la pérdida parcial o total de mercado si no se actúa con la suficiente rapidez. El control del balance de potencia se lleva a cabo a varios niveles, y pueden ser manuales o automáticos, en esta sección se explicarán.

2.3.3.1 Control primario

Teniendo presente la ecuación dinámica básica de los grupos generador-turbina, la interconexión implica que la frecuencia en estado estacionario es idealmente común en todos los sistemas interconectados (si la interconexión es en CA), y cualquier perturbación que modi-

fique dicho balance implica una variación de las frecuencias. La ecuación dinámica básica de un grupo generador-turbina es:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t} &= \frac{\omega}{2H}\left(P_{\text{mecánica}} - P_{\text{eléctrica}}\right) \\ \omega &= \omega_{\text{s}} + \frac{\mathrm{d}\delta}{\mathrm{d}t} \end{aligned} \tag{2.14}$$

donde ω es la velocidad angular eléctrica, δ es el ángulo eléctrico del eje con respecto a la velocidad de sincronismo ω_{s}, H es la constante de inercia, $P_{\text{mecánica}}$ es la potencia generada en el eje y $P_{\text{eléctrica}}$ es la potencia eléctrica demandada. Se observa que un desequilibrio entre la potencia mecánica entregada y la potencia antagonista eléctrica provoca una variación de la frecuencia, tanto mayor cuanto mayor sea esta diferencia.

Cuando ocurren estos desequilibrios, que implican variaciones de frecuencia $\Delta\omega$, existe un sistema de control primario (regulador de velocidad) instalado en cada grupo generador, que compensa las desviaciones de la frecuencia variando la potencia entregada $\Delta P_{\text{mecánica}}$, y que deja al sistema trabajando a otra frecuencia, dependiendo de los ajustes de dicho sistema de control.

Para que el conjunto de grupos de generación de un sistema puedan operar satisfactoriamente, es necesario que dichos reguladores tengan una característica velocidad - potencia negativa, es decir, la relación entre velocidad (frecuencia) y potencia entregada debe ser negativa, al aumentar la velocidad debe disminuir la potencia mecánica entregada y viceversa, [73, página 589].

En régimen estacionario, la variación de la potencia mecánica entregada por un grupo generador con este lazo de control primario queda [10, página 211]:

$$\Delta P_{\text{mecánica}} = \Delta P_{\text{consigna}} - \frac{1}{R}\Delta\omega \quad \text{[pu]} \tag{2.15}$$

A esta característica se le denomina característica estática, o con estatismo positivo. La constante de regulación R que la define, expresa cuánto ha de variar la frecuencia para que dicho grupo varíe su producción un 100 %. Así, para $R = 4\,\%$, una caída de la frecuencia en un 1 % provoca un aumento de la generación del 25 %. Este sistema de control individual es rápido (<30 segundos) y es el primer escalón de control de la frecuencia. El regulador de velocidad está en todas y cada una de las unidades de generación, independientemente del tamaño del sistema.

Con un incremento de la demanda $\Delta P_{\text{demanda}}$ en un área aislada, la frecuencia varía $\Delta\omega$ en todas las máquinas de ese área, si se supone que las líneas de todo el sistema son de baja impedancia, y el conjunto de máquinas conforman un sistema coherente [86, página 439]. Todos los grupos captarán la misma variación de la frecuencia, y cada grupo, según su característica de regulación R_n, variará la potencia aportada al sistema hasta que se estabilice en otra frecuencia. Ver figura 2.5.

Los bloques "Turbina-Generador" representan los sistemas dinámicos equivalentes de los subsistemas presentes entre la entrada de la señal de cambio de potencia y la salida de potencia mecánica por el eje de la turbina-generador, véase por ejemplo [73, página 598]. El bloque final que modeliza un sistema de primer orden, representa las características de inercia total del conjunto generador H [73, página 439], y la característica de amortiguación de la carga D (sensibilidad de la demanda al variar la frecuencia).

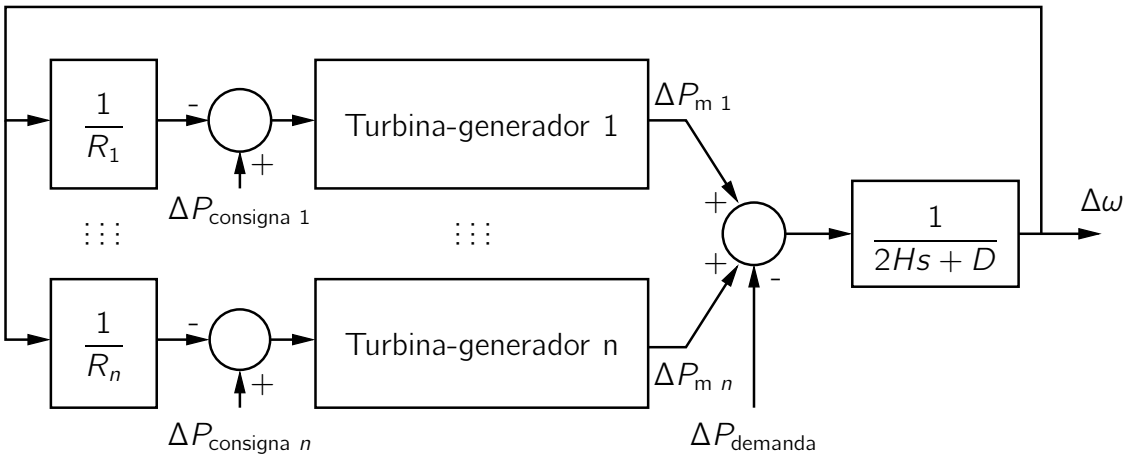


Figura 2.5: Control primario de los grupos generadores en un área

En un horizonte temporal de 30 segundos, sólo los reguladores de velocidad actúan tras una variación de la potencia demandada, no hay variación de la potencia de consigna. Como ya se dijo, la frecuencia final de funcionamiento es la misma para todos los generadores. Utilizando la ecuación 2.15, teniendo presente que $\Delta P_{\text{consigna}} = 0$, y que las unidades de ésta están en por unidad, se puede hallar la frecuencia resultante. También hay que recordar que en régimen permanente, $s \to 0$.

Todo hay que pasarlo a unidades coherentes, se suele utilizar en por unidad. Primero hay que pasar cada ecuación de los grupos generadores a una base común, y después sumar las potencias que cada uno aporta al sistema. Cada grupo generador tiene una potencia nominal $P_{\text{nominal } i}$, y la potencia base para todo es P_{base}, R se da en por unidad con respecto a su potencia nominal:

$$\Delta P^{\text{pu común}}_{\text{mecánica } i} = \Delta P_{\text{mecánica } i} \frac{P_{\text{nominal } i}}{P_{\text{base}}} = -\frac{\Delta\omega}{R_i \dfrac{P_{\text{base}}}{P_{\text{nominal } i}}} \quad \text{[pu base común]} \tag{2.16}$$

La suma de todas las potencias mecánicas da como resultado:

$$\Delta P^{\text{pu común}}_{\text{mecánica total}} = -\frac{1}{R_{\text{eq}}}\Delta\omega \quad \text{[pu base común]} \tag{2.17}$$

donde $\dfrac{1}{R_{\text{eq}}} = \displaystyle\sum_{i=1}^{i=n} \frac{P_{\text{nominal } i}}{R_i P_{\text{base}}}$, que es la característica potencia-frecuencia equivalente de todos los generadores.

De acuerdo a la Teoría de Sistemas, se puede sacar la característica de amortiguación D del bucle y situarla restando al sumandor principal de potencias, ha de estar en por unidad en la base común también [10, página 215]. Como se suele dar en MW/Hz, la conversión es multiplicarla por la frecuencia nominal y dividirla por P_{base}.

La suma con su signo de todas las potencias: mecánica, demanda y de amortiguamiento de la carga; son nulas en el régimen estacionario, de esta manera queda:

$$-\frac{1}{R_{\text{eq}}}\Delta\omega - \Delta P_{\text{demanda}} - D\Delta\omega = 0 \quad \text{[pu base común]} \tag{2.18}$$

Despejando la frecuencia, recuérdese que está en por unidad, se obtiene la siguiente relación:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{\text{demanda}}}{\frac{1}{R_{\text{eq}}} + D} \quad \text{[pu base común]} \tag{2.19}$$

Se observa que la disminución de frecuencia es tanto mayor cuanto mayor sea la variación de la potencia demandada, lo cual es evidente. Asimismo, cuanto mayor la característica conjunta R_{eq} menor será la frecuencia final. Por último, la característica de la sensibilidad de la carga D ayuda a que la variación de la frecuencia sea menor.

Por tanto, al denominador se le denomina rigidez del sistema β, a mayor rigidez, menor variación de frecuencia:

$$\beta = \frac{1}{R_{\text{eq}}} + D \tag{2.20}$$

2.3.3.2 Control secundario

Dependiendo del tamaño del sistema, el reestablecimiento hasta la frecuencia nominal ajustando las potencias de consigna se lleva a cabo manualmente o mediante un lazo de control secundario, también llamado control automático de generación, o en inglés AGC[12].

Si se lleva a cabo manualmente, es el operador el que asigna nuevas potencias de consigna $P_{\text{consigna } n}$ a todas las máquinas del sistema para que reestablezca la frecuencia del sistema a su valor nominal, cumpliendo con las posibles restricciones que el sistema y los grupos impongan, guardando márgenes de seguridad y de la forma más económica posible. En sistemas pequeños no hacen falta las capas de control secundarias, porque los grupos se concentran en una central o quizás dos, conformando un sistema coherente y con pocas restricciones en cuanto al lugar en donde se genere la potencia. Así, dado el número relativamente bajo de máquinas y emplazamientos, el reestablecimiento de la frecuencia es sencillo.

En los sistemas interconectados, con dos o más áreas de control unidas por líneas de enlace, es necesario tener este lazo de control secundario, de forma que no se requiera la actuación manual. Los objetivos de un sistema de control automático de generación son:

- Llevar la frecuencia al valor nominal.
- Mantener la potencia de intercambio entre las áreas de control a los niveles de consigna, si las hubiera.
- Distribuir automáticamente las consignas de potencia a los grupos de generación, de manera que los costes queden optimizados.

Considérese dos áreas (sistemas) I y II unidas mediante una línea de interconexión con inductancia X_{L}, que conecta dos nudos de ambos sistemas con tensiones $\underline{U}_I$ y $\underline{U}_{II}$, respectivamente, véase figura 2.2. La potencia que transporta dicha línea será:

$$P_{I\to II} = \frac{U_I U_{II}}{X_{\text{L}}} \sin\delta_{I\to II}, \quad \delta_{I\to II} = \delta_I - \delta_{II} \tag{2.21}$$

[12] Automatic Generation Control

Se puede linealizar la ecuación en el entorno de un punto de trabajo 0, $P^0_{I\to II}$ y $\delta^0_{I\to II} = \delta^0_I - \delta^0_{II}$, mediante un desarrollo en serie de Taylor:

$$P_{I\to II}\left(\delta_{I\to II}\right) \approx P^0_{I\to II} + \frac{U_I U_{II}}{X_{\mathrm{L}}} \cos\delta^0_{I\to II}\left(\delta_{I\to II} - \delta^0_{I\to II}\right) \tag{2.22}$$

Recordando que $\delta_{I\to II} = \delta_I - \delta_{II}$, se puede escribir que:

$$\delta_{I\to II} - \delta^0_{I\to II} = \delta_I - \delta^0_I - \left(\delta_{II} - \delta^0_{II}\right) = \Delta\delta_I - \Delta\delta_{II} \tag{2.23}$$

y haciendo que:

$$\Delta P_{I\to II} = P_{I\to II} - P^0_{I\to II} \tag{2.24}$$

resulta:

$$\Delta P_{I\to II} = \frac{U_I U_{II}}{X_{\mathrm{L}}} \cos\delta^0_{I\to II}\left(\Delta\delta_I - \Delta\delta_{II}\right) \tag{2.25}$$

Recordando que una variación del ángulo de carga en el tiempo implica una variación de la frecuencia, $\frac{\mathrm{d}\Delta\delta}{\mathrm{d}t} = \Delta\omega$:

$$\Delta P_{I\to II} = T^0_{I\to II}\left(\int \Delta\omega_I \mathrm{d}t - \int \Delta\omega_{II}\mathrm{d}t\right), \quad T^0_{I\to II} = \frac{U_I U_{II}}{X_{\mathrm{L}}}\cos\delta^0_{I\to II} \tag{2.26}$$

donde $T^0_{I\to II}$ es la llamada rigidez de interconexión. Como se puede ver, la rigidez de interconexión depende no sólo de las características intrínsecas de la línea, X_{L}, sino que también depende del estado de las tensiones de los nudos, y por ende de la potencia transportada por la línea. Para unos valores de los módulos de tensión dados, cuanta más potencia transporte la línea, es decir, cuanta mayor sea la diferencia de ángulos entre las tensiones (siempre por debajo del límite de estabilidad estacionaria), menor rigidez de la línea de interconexión. Asimismo, cuanto mayor sea la inductancia de la línea, también menor rigidez de la línea.

La interacción que implica dicha ecuación se puede representar mediante el diagrama de bloques de la figura 2.6.

Para unas alteraciones potencia demandada $\Delta P^I_{\text{demanda}}$ y/o $\Delta P^{II}_{\text{demanda}}$, existen unas alteraciones de la frecuencia de cada sistema $\Delta\omega_I$ y/o $\Delta\omega_{II}$ y de los ángulos de las tensiones en los nudos de interconexión $\Delta\delta_I$ y/o $\Delta\delta_{II}$, cuya diferencia $\int \Delta\omega_I \mathrm{d}t - \int \Delta\omega_{II}\mathrm{d}t$, multiplica a la rigidez de interconexión. Este producto resulta en la variación de la potencia intercambiada $\Delta P_{I\to II}$ entre áreas, por ejemplo, un descenso de la demanda en I, provoca un aumento de la frecuencia en I, esto se traduce en un adelanto en el ángulo de la tensión, y en función de la rigidez, en un aumento mayor o menor del flujo de potencia desde I hasta II.

Una rigidez de interconexión alta implica una mayor ayuda del sistema inalterado hacia el que sufre la variación de frecuencia inicialmente, resultando que ambos sistemas tienen menores diferencias entre las frecuencia y ángulos durante el tiempo que se tarda en equilibrar el conjunto. Por tanto, recordando lo que se ha estudiado acerca de la estabilidad, tener mayor o menor rigidez de interconexión implica menor o mayor riesgo de apertura de la interconexión por pérdida de estabilidad transitoria.

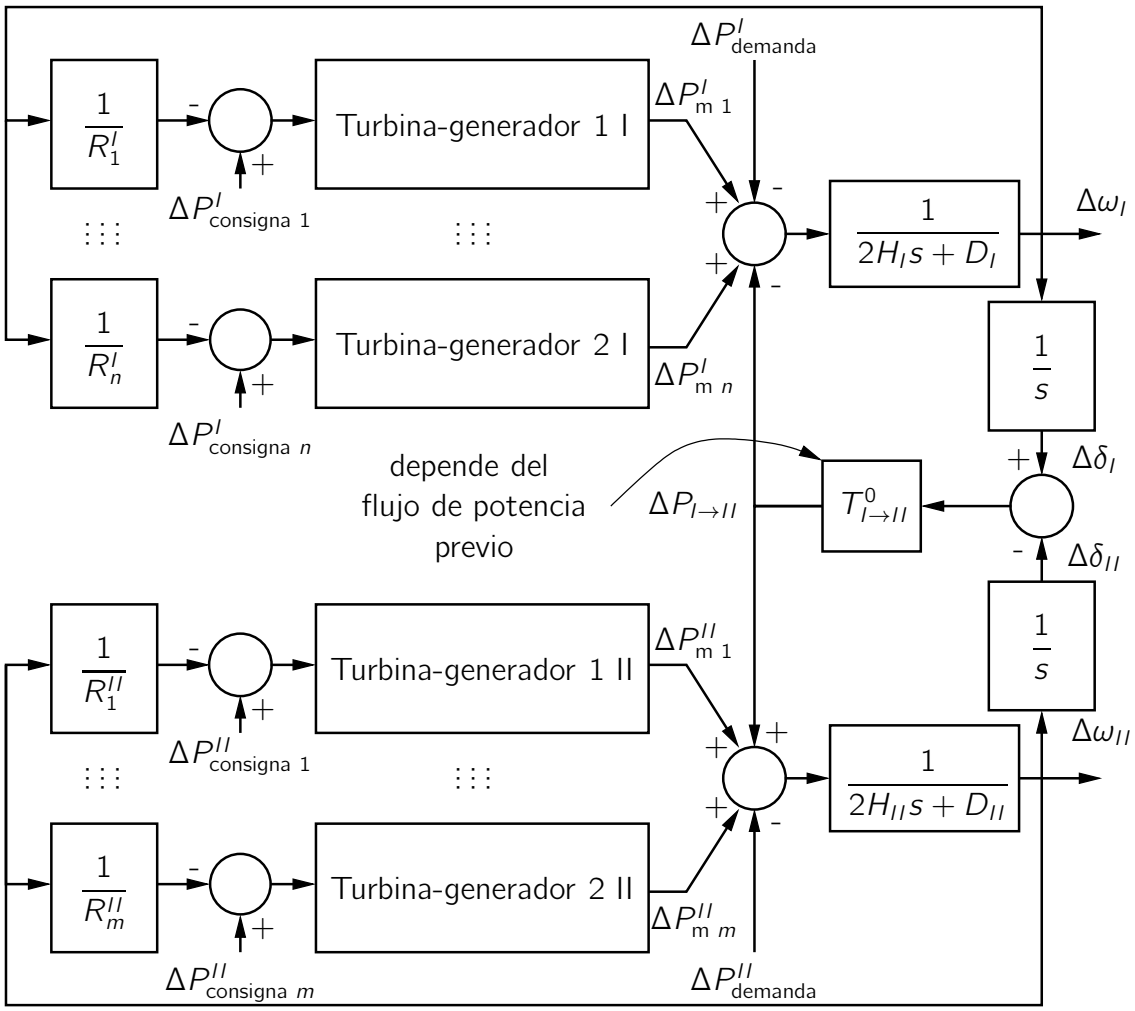


Figura 2.6: Dos áreas interconectadas sólo con control primario

En el régimen estacionario, la rigidez no influye. Si se resuelve el diagrama de bloques de la figura 2.6 para el régimen estacionario, del mismo modo en que se hizo en el apartado anterior, se puede hallar la frecuencia resultante tras un incremento en la demanda total, quedando:

$$\Delta\omega = \Delta\omega_I = \Delta\omega_{II} = \frac{-\Delta P_{\text{demanda total}}}{\left(\frac{1}{R_{\text{eq}I}} + \frac{1}{R_{\text{eq}II}}\right) + (D_I + D_{II})} \quad \text{[pu base común]} \tag{2.27}$$

Para saber cómo varía $\Delta P_{I\to II}$ se debe suponer, por ejemplo, un cambio en $\Delta P^{I}_{\text{demanda}}$. Entonces, según el diagrama de bloques:

$$\begin{aligned} \Delta\omega D_I &= -\frac{\Delta\omega}{R_{\text{eq}I}} - \Delta P_{I\to II} - \Delta P^{I}_{\text{demanda}} \\ \Delta\omega D_{II} &= -\frac{\Delta\omega}{R_{\text{eq}I}} + \Delta P_{I\to II} \end{aligned} \tag{2.28}$$

Si se despeja $\Delta P_{I\to II}$ en la segunda ecuación y se sustituye en la primera, se obtiene:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P^{I}_{\text{demanda}}}{\beta_I + \beta_{II}} \tag{2.29}$$

donde β_I y β_{II} son las rigideces de las áreas respectivas, tal y como se hizo en el apartado anterior. Si este resultado se inserta en la primera ecuación y se despeja $\Delta P_{I\to II}$:

$$\Delta P_{I\to II} = -\Delta P^{I}_{\text{demanda}} \frac{\beta_{II}}{\beta_I + \beta_{II}} \tag{2.30}$$

Esta ecuación es muy importante, se destaca que para una variación de la carga en el área I, cuanta más rígida sea el área II que la I, más potencia desde II hacia I fluirá.

Si se hiciese el mismo planteamiento pero con un cambio en $\Delta P^{II}_{\text{demanda}}$, el resultado sería análogo, pero invirtiendo los términos.

$$\begin{aligned} \Delta\omega &= \frac{-\Delta P^{II}_{\text{demanda}}}{\beta_I + \beta_{II}} \\ \Delta P_{II\to I} = -\Delta P_{I\to II} &= -\Delta P^{II}_{\text{demanda}} \frac{\beta_I}{\beta_I + \beta_{II}} \end{aligned} \tag{2.31}$$

La conclusión de estas ecuaciones es que en una interconexión de dos sistemas eléctricos, el sistema con mayor rigidez respecto al conjunto de rigideces, asiste al menos rígido.

Si se revisan las ecuaciones 2.29 y 2.30, realizadas para incrementos de potencia en el área I, se observa que la única diferencia entre ambas es β_I, si se multiplica por β_I a la primera y se suma ambas ecuaciones, el resultado es el incremento de potencia demandada en el área I con signo opuesto:

$$\Delta\omega\beta_I + \Delta P_{I\to II} = -\Delta P^{I}_{\text{demanda}} \frac{\beta_I}{\beta_I + \beta_{II}} - \Delta P^{I}_{\text{demanda}} \frac{\beta_{II}}{\beta_I + \beta_{II}} = -\Delta P^{I}_{\text{demanda}} = \text{ACE}_{\text{I}} \tag{2.32}$$

Para un incremento de la potencia demandada en el área II, ecuaciones 2.31, si se multiplica la primera ecuación por $\beta_I I$ y se le suma a la segunda, el resultado es el incremento de la potencia demandada con signo opuesto:

$$\Delta\omega\beta_{II} - \Delta P_{I\to II} = -\Delta P^{II}_{\text{demanda}} \frac{\beta_{II}}{\beta_I + \beta_{II}} - \Delta P^{II}_{\text{demanda}} \frac{\beta_I}{\beta_I + \beta_{II}} = -\Delta P^{II}_{\text{demanda}} = \text{ACE}_{\text{II}} \tag{2.33}$$

A estas sumas que resultan ser los incrementos de potencias demandadas en su respectivas áreas o como consecuencia de desvíos en la interconexión se le denomina error de control de área, ACE[13] en inglés. Por tanto, si se recogen las señales de $\Delta\omega$ y $\Delta P_{I\to II}$, se pueden calcular las desviaciones de potencia demandada en cada área, y por consiguiente se conoce el incremento en las potencias de consigna de los grupos para poder reestablecer la frecuencia.

Si se dispone a la salida de las señales de error ACE_{I} y ACE_{II} de un integrador de las mismas, se asegurará un error en régimen permanente nulo. A éste se le aplica una ganancia que podrá ser tan grande como la estabilidad del conjunto lo permita, una ganancia alta permite

[13] Area Control Error

una respuesta más rápida, pero a costa de fuertes oscilaciones que podrían resultar en una inestabilidad.

Para el control de la frecuencia se puede elegir un subconjunto de generadores de cada área, en la figura 2.7 se da el control secundario al grupo *n* del área I, y al 1 del área II.

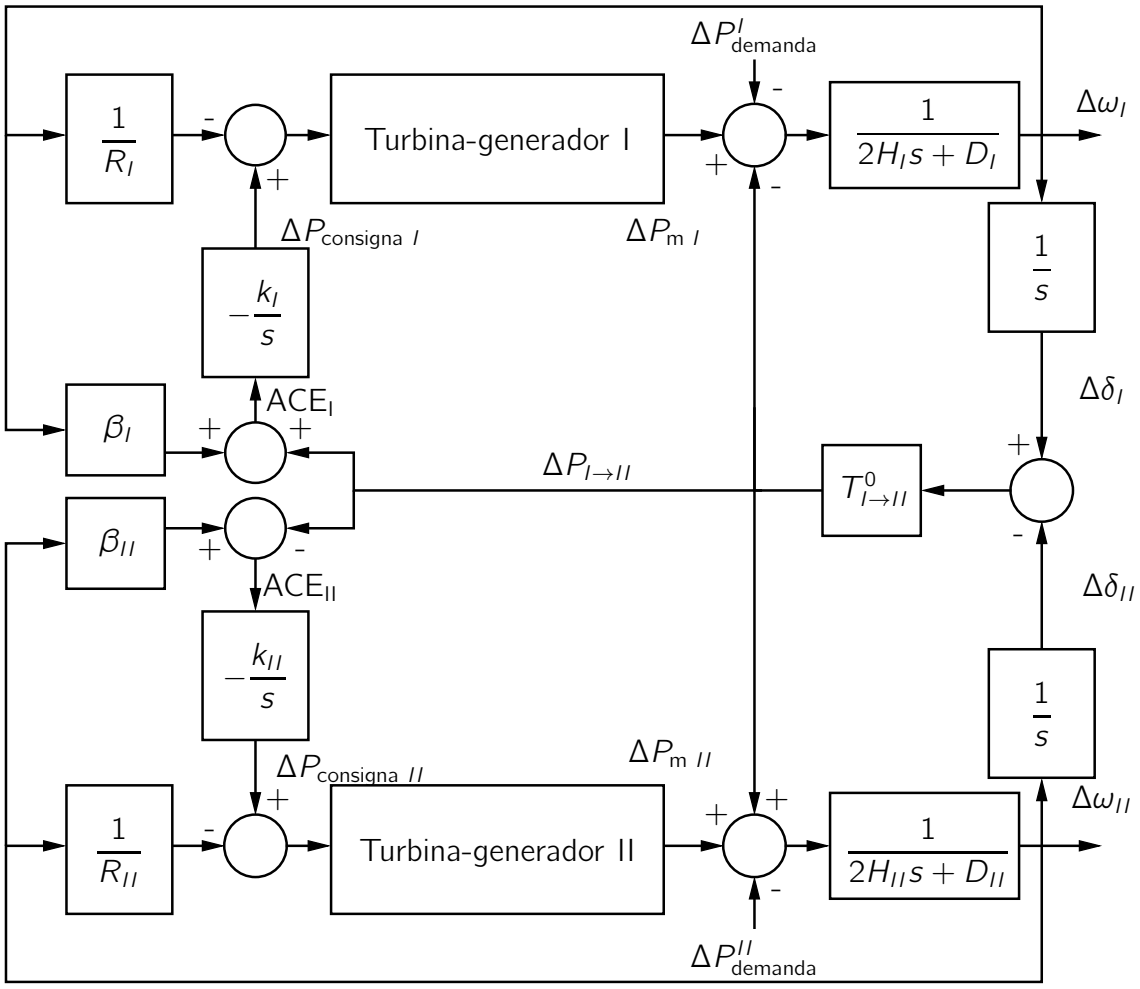


Figura 2.7: Control secundario de dos áreas

En realidad, como se ve en [73, página 607], la elección de los coeficientes que multiplican a las señales de incremento en la frecuencia y en el flujo de la línea pueden ser cualesquiera, ya que el integrador se asegura de que ACE resultante sea nulo. Sin embargo, de cara a obtener una buena respuesta dinámica, es importante elegir estos coeficientes correctamente. Se pueden estudiar varias opciones suponiendo ciertas variaciones en los coeficientes que multiplican a la señal de frecuencia, β_I y β_{II} en la figura 2.7, pero cabe cambiarlos para mejorar la respuesta:

- Si los coeficientes de la señal de frecuencia son exactamente β_I y β_{II}, cada área responde a su incremento de demanda, y no es observable por el otro área. Esto se comprueba aplicando un incremento de demanda en una de las áreas, y comprobando el valor de los ACE correspondientes.
- Si los coeficientes de la señal de frecuencia son el doble que β_I y β_{II}, sí hay aportanción del área no afectada por el cambio de demanda durante el proceso transitorio, de manera que se reestablece la frecuencia el doble de rápido.

- Si los coeficientes son bastante bajos con respecto a las rigideces de los sistemas, puede incurrir en una degradación del control de la frecuencia.

Los valores han sido estudiados en la práctica, y se ha comprobado que los mejores valores corresponden a utilizar las rigideces de los sistemas.

2.3.4 Pérdidas y costes

Las pérdidas en el transporte por corriente alterna tiene varias componentes: las intrínsecas al conductor de fase, las de conductancia (pérdidas en el aislamiento), las debidas a la inducción de corrientes en otros elementos conductores (cubiertas y pantallas en cables), corrientes parásitas e histéresis en materiales ferromagnéticos.

Las líneas aéreas deben sus pérdidas prácticamente sólo a la resistencia de los conductores de fase. Para tomar magnitud de tales pérdidas, supóngase una línea eléctrica a 220 kV de un circuito de 100 kilómetros de longitud, conductores LARL-516 (montaje simplex), $R_{50^oC} = 0{,}065\ \Omega/\text{km}$ e $I_{\text{adm}} = 822$ A.

Trabajando con un factor de potencia típico de 0.8 para transportar 200 MW, se obtiene una corriente de 656 A. En tal situación las pérdidas son de 8 MW. Por tanto , las pérdidas en el transporte de una potencia activa de 200 MW con un factor de potencia 0.8 a 220 kV y a 100 kilómetros son del 4 %.

Los cables para CA se tienen además pérdidas en las pantallas y armaduras, y las debidas a la conductancia del aislamiento, si bien dependen bastante del tipo de cable, el aislamiento y la configuración de la conexión dichas pantallas y armaduras. En general, las pérdidas relativas a la potencia activa transportada son siempre mayores respecto a las aéreas, porque se acentúan las pérdidas debidas al transporte de reactiva a través de los mismos.

Los costes de las líneas eléctricas dependen en gran medida de cada proyecto. Aquí se utilizan datos típicos utilizados por algunas referencias bibliográficas como [52], y los recogidos a través de presupuestos en el BOC[14]. Para elaborar unos costes más detallados en la evaluación económica del estudio se usará [69].

Para las líneas aéreas el coste total por kilómetro puede situarse en el margen de 100 000 y 300 000 €/km, dependiendo mucho del trazado, tensión y potencia de las líneas. En líneas subterráneas, se tiene un coste aproximado de entre 300 000 y 900 000 €/km/circuito.

En el caso de líneas submarinas, se tiene un coste aproximado de entre 1 y 2 M€/km por cable tripolar, y se puede suponer que el coste de uno unipolar está entre 0.4 y 0.6 M€/km para potencias de varias decenas de MW. Además, el coste de tender los cables submarinos se sitúa en 0.1 M€/km/cable.

El coste de los transformadores de potencia oscila entre 10 000 €/MVA para transformadores de 100 MVA, y 8 000 €/MVA para transformadores de 300 MVA.

[14] Boletín Oficial de Canarias

2.4 Transporte en CC. Configuraciones

Como se vio en el apartado 1.3.1, la elección de transportar energía eléctrica en corriente continua se toma en consideración cuando la línea proyectada tiene una longitud mayor que la distancia crítica. En tales casos, el transporte en continua es más económica, pero resulta siempre un elemento "exótico" dentro del sistema eléctrico, aunque cada vez menos.

El esquema general del transporte HVDC es el que se muestra en la figura 2.8. Desde las subestaciones, o barras convencionales en corriente alterna, se conectan las estaciones convertidoras, en donde previamente se dispone de transformadores, aparamenta y protecciones, además de etapas de filtrado. En las estaciones de conversión, cuyo eje fundamental es electrónica de potencia y de control, se producen pérdidas importantes. La conexión entre ambas estaciones de conversión se realiza con una línea en corriente continua, que también tiene ciertas pérdidas, disponiéndose en éstas etapas de filtrado.

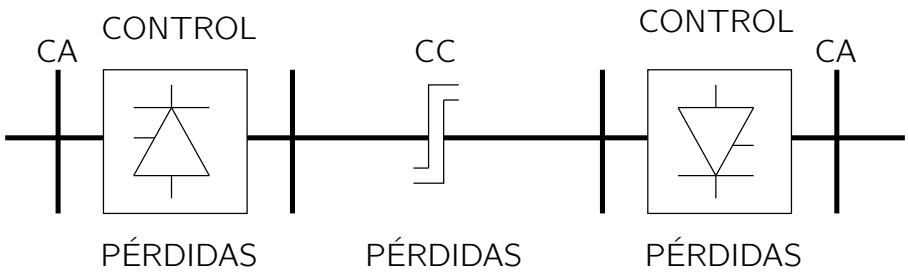


Figura 2.8: Esquema general de transporte HVDC

Del esquema general mostrado en la figura 2.8, se derivan varias configuraciones posibles atendiendo a cómo se interconectan las terminales: monopolar con retorno por tierra o metálico, figura 2.9, bipolar con retorno por tierra o metálico, figura 2.10, homopolar con retorno por tierra o metálico, figura 2.11, back-to-back, multiterminal.

El enlace **monopolar** utiliza un conductor, normalmente de polaridad negativa. El retorno lo proporciona la tierra, agua o un retorno metálico. Consideraciones económicas a menudo conducen a utilizar estos sistemas, particularmente cuando se trata de líneas subterráneas o submarinas (por cable). Esta configuración se puede dar en una primera etapa de un esquema bipolar, o en momentos de contingencia bipolar. El retorno metálico debe ser usado en situaciones en donde la resistividad del terreno sea alta, o donde pueda producir interferencias con estructuras metálicas circundantes.

El enlace **bipolar** utiliza dos conductores, uno con polaridad positiva y otro negativa. Cada terminal tiene dos convertidores de igual tensión nominal total, conectados en serie en el lado de continua. La conexión en serie entre los dos convertidores está puesta a tierra. Normalmente, las corrientes en los dos polos son iguales, y no hay corriente de retorno. Sin embargo, ambos polos pueden operar independientemente. Si un polo es aislado debido a una falta, el otro polo puedo operar, y transferir la mitad de la potencia total de la interconexión. La dirección del flujo de potencia se puede invertir sin más que cambiando la polaridad de ambos polos mediante los controles. El retorno metálico es opcional, pero si tiene un aislamiento similar al de los polos, puede servir de conductor de reserva.

El enlace **homopolar** tiene dos o más conductores, todos con la misma polaridad. Normalmente son de polaridad negativa, porque causas menos interferencias por efecto corona. Siempre existe corriente de retorno, por tanto hay zonas en donde éstas no pueden situarse, por haber tuberías de gas o petróleo, ya que las tuberías pueden sufrir de corrosión.

Figura 2.9: Enlace monopolar (retorno metálico opcional)

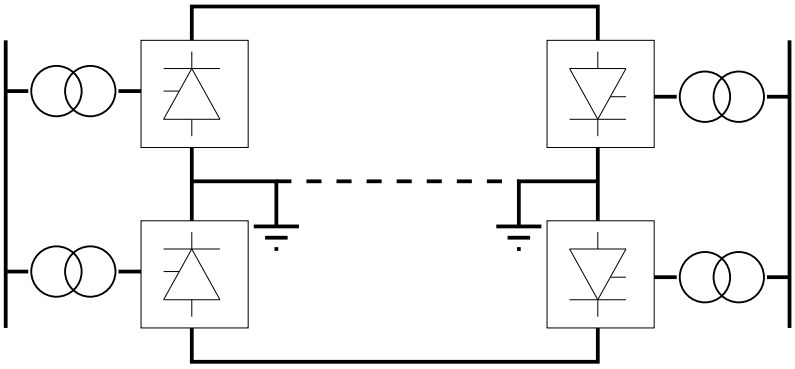


Figura 2.10: Enlace bipolar (retorno metálico opcional)

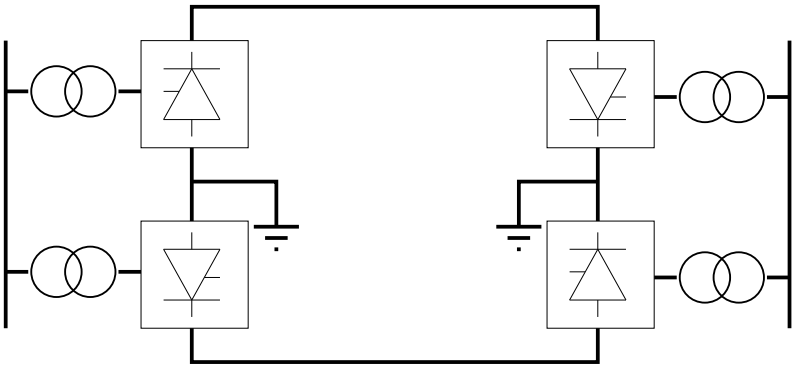


Figura 2.11: Enlace homopolar

Un enlace **back-to-back** carece de línea de transporte. Su utilización no es para transportar grandes potencias a grandes distancias, sino para interconectar redes a diferente frecuencia, o como aislamiento entre partes de un sistema o sistemas.

Los enlaces **multiterminal** se forman cuando el sistema en corriente continua es conectado a más de dos puntos de la red de corriente alterna. Los flujos de potencia en el lado de continua son complicados de controlar cuando hay más de dos estaciones de conversión en el caso de la tecnología LCC, de hecho sólo hay tres instalaciones así en el mundo. Ello es debido a que para cambiar el sentido se necesita cambiar la polaridad. Se ofrecen soluciones de instalaciones multiterminal con conexión en serie o en paralelo, [73].

Los mayores proyectos HVDC realizados hasta la fecha se muestran en la figura 2.1.

Año	Instalación
1985	Mayor enlace construido (Itaipú, Brasil): 6.300 MW, 600 kV
1992	Primer sistema multiterminal (Québec-Nueva Inglaterra, Canadá): 2000 MW
2001	El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Grecia): 1000 metros
2002	El mayor convertidor (Gorges-Changzhou, China): 1.500 MW, 500 kV
2002	El cable subterráneo más largo VSC-PMW (Murraylink, Australia): 180 kilómetros, 200 MW
2002	El mayor sistema VSC (ABB) (Cross Sound, EEUU): 330 MW
2002	Primera carga en alta mar (plataforma petrolífera Troll, Noruega): 2 x 42 MW, VSC (ABB)
2009	El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Cerdeña): 1600 metros

Tabla 2.1: Mayores proyectos en tecnologías HVDC

2.5 Transporte en CC mediante LCC - CSC

Ésta es de largo la tecnología de transporte más utilizada en sistemas de corriente continua, la potencia instalada mundial alcanza los 75 GW en un total de 92 proyectos, llegando a una tensión máxima de 600 kV y una potencia máxima de 6400 MW. Siguen proyectándose y planeándose nuevos transportes de este tipo.

El convertidor usa puentes de Graetz con tiristores, y puede operar sólo en dos cuadrantes, permitiendo flujo de potencia activa en ambas direcciones, y siempre absorbiendo reactiva. La intensidad en el lado de continua es unidireccional, y para el cambio de dirección del flujo de potencia lo que se hace es invertir la polaridad. Todo ello se puede conseguir simplemente controlando el momento del encendido del tiristor, [8].

Esta conversión permite controlabilidad de potencia activa a costa de una extensa y variable demanda de potencia reactiva. Tanto la rectificación como la inversión requieren potencia reactiva, porque la conmutación es realizada por la fuente de tensión externa y el circuito de conmutación es netamente inductivo.

Por ello, la componente fundamental de la corriente siempre está retrasada con respecto a la tensión. Además, para la operación como inversor, como el solapamiento de la conmutación no es conocido en el momento del encendido, un ángulo de extinción de aproximadamente 15° debe ser producido para prevenir fallos de conmutación, incrementando aún más dicho

consumo de reactiva. Éste suele oscilar entre un 50 % y 60 % de la potencia activa en operación normal.

Como la potencia reactiva varía junto con la carga de activa, los filtros y los condensadores deben ir conectándose o desconectándose para casar los requerimientos de reactiva del convertidor. Si la inductancia del circuito de conmutación es compensada por condensadores en serie, el factor de potencia unidad se puede conseguir, este es funcionamiento de una tipología particular llamada CCC[15].

Es necesario un mínimo nivel de potencia de cortocircuito para la operación estable de la HVDC convencional, porque los cambios de potencia activa requieren de la correspondiente potencia reactiva, lo cual causa fluctuaciones de tensión. Además, las caídas de tensión en el sistema de corriente alterna provoca aún más la necesidad de potencia reactiva, lo cual puede conducir a inestabilidad de tensiones. Para evitar esto, la relación de cortocircuito, en inglés SCR[16], definida como la relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia nominal del convertidor, debe ser mayor que 2, [8].

Además, según [73], la constante H_{CC} ha de tener un valor de al menos 2-3 segundos para una operación satisfactoria de interconexiones HVDC convencional:

$$H_{CC} = \frac{\text{inercia CA rotatoria total}}{P_{\text{sistema HVDC}}} \quad \left[\frac{\text{MW} \cdot \text{s}}{\text{MW}}\right]$$

La inversión en la dirección del flujo de potencia activa requiere el cambio en la polaridad en el sistema de corriente continua. Esto no resulta problemático en sistemas de dos terminales, pero para sistemas multiterminales se hacen necesarios interruptores mecánicos para lograr la inversión en un terminal particular. Esto explica por qué hay pocos sistemas así en el mundo.

A pesar de los inconvenientes mostrados, los sistemas HVDC convencionales son altamente fiables, y son usados extensivamente en el campo de transporte de potencia, tanto para transporte de gran potencia a larga distancia como en enlaces asíncronos back-to-back. Actualmente esta tecnología es superior en términos de coste de capital, pérdidas y fiabilidad, con respecto a la VSC, especialmente en transportes de gran potencia.

2.5.1 Componentes

Los principales componentes de una interconexión HVDC convencional, se pueden estudiar a través de la figura 2.12, en donde se representa el unifilar simplificado de la interconexión Itaipú - Sao Roque, que libera la potencia generada en las centrales hidroeléctricas de Itaipú.

Aparamenta Los componentes de maniobra en el lado de alterna, aisladores e interruptores, son de diseño convencional. Sin embargo, los interruptores del lado de continua son pequeños interruptores de aceite, capaces de interrumpir las pequeñas corrientes para el cambio desde monopolo a bipolo, pero no son necesarias para interrumpir corrientes, ya que esto lo hacen los convertidores. Para limitar las corrientes de choque y sobretensiones durante la energización de los transformadores, los interruptores de los convertidores tienen resistencias de preinserción.

[15] Capacitor Commutated Conversion
[16] Silicon Controlled Rectifier

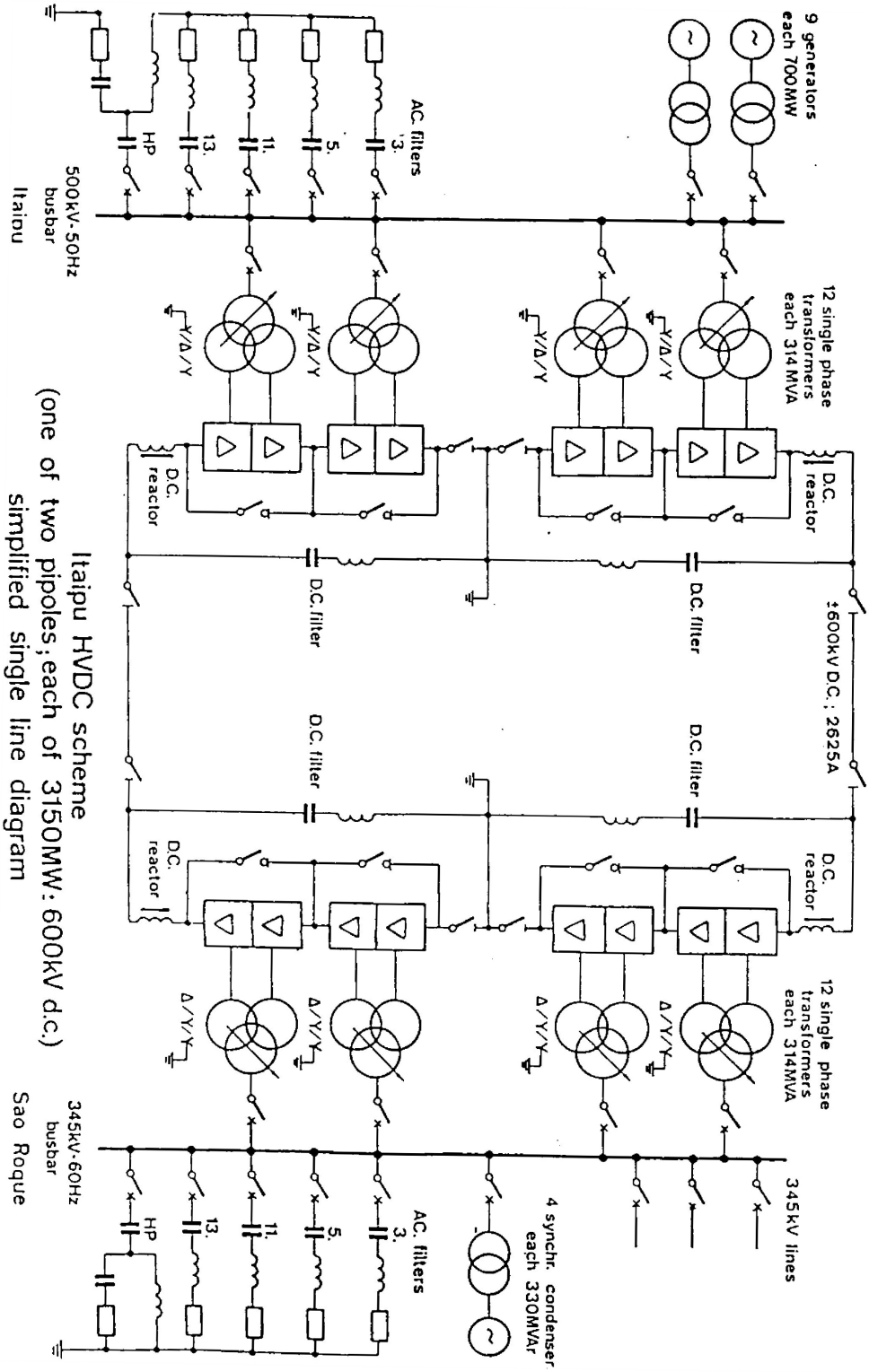


Figura 2.12: Unifilar de la interconexión HVDC LCC Itaipú, [19]

Se dispone también de equipo de medida, incluyendo divisores de tensión, transductores para medir corrientes y transformadores de corriente, para utilizar como señales de entrada en los sistemas de protección y control.

El edificio en donde se sitúan los componentes electrónicos de potencia es completamente metálico, de forma que actúa como una jaula de Faraday, y reduce la radiación electromagnética, producida por los tiristores principalmente. Esto evita las posibles interferencias de radio.

Convertidor El convertidor está compuesto por varios módulos de válvulas, siendo cada válvula un conjunto de tiristores. Todo ello se combina para crear en cada polo un gran puente de Graetz. Estos módulos se conectan en serie o paralelo para conseguir la tensión y potencia nominal del polo.

Para cada válvula se necesita un gran número de tiristores en serie, hasta alcanzar la tensión nominal. La conexión en serie de los tiristores requiere de numerosos componentes sobre cada válvula y tiristor, de forma que el apagado se realice uniformemente en toda la serie. Cada tiristor tiene sus propios componentes anejos, no sólo para asegurar que dicha tensión se consigue, sino también para protegerlos individualmente contra sobretensiones, rampas elevadas de tensión y/o corriente.

Los tiristores producen unas considerables pérdidas en forma de calor, típicamente 30-40 W/cm^2, por lo que un eficiente sistema de enfriamiento es necesario. Cada unidad de tiristores normalmente tiene un disipador doble que es refrigerado por agua.

Transformadores Los transformadores para el convertidor son prácticamente iguales a los de diseño convencional. Las configuraciones para conseguir alimentar los convertidores de 12 pulsos pueden obtenerse con tres combinaciones de transformadores: 6 monofásicos de 2 devanados, 3 monofásicos de 3 devanados o 2 trifásicos de 2 devanados. Son necesarios dos conjuntos de fasores desfasados 60° para conectarse al convertidor de 12 pulsos, se usan exclusivamente conexiones en estrella o triángulo.

Debido a que las corrientes de fuga a las que se somete el transformador del convertidor tienen grandes contenidos en armónicos, se producen mayores pérdidas por corrientes parásitas y puntos calientes en el tanque del transformador. Cuando ocurre un cortocircuito en el convertidor, la corriente de falta es limitada por la impedancia del transformador, cuyo mínimo valor se calcula de acuerdo a la corriente máxima pico de las unidades de tiristores. Es por ello que las reactancias de éstos son mayores que la de los convencionales.

Otra característica de éstos es que tiene cambiador de tomas en carga, lo cual reduce en estado estacionario la demanda de potencia reactiva. Este mecanismo es la parte mecánica más crítica de una estación de conversión HVDC, siendo el número de operaciones mucho mayor que la de los transformadores con tomas en carga convencionales.

Filtros y compensación En el lado de alterna se sitúan varios filtros que absorben las corrientes armónicas generadas en los procesos de rectificación e inversión. Consisten en ramas sintonizadas para filtrar los armónicos $k = np \pm 1,\ n \in \mathbb{N},\ p =$ pulsos convertidor (6 o 12). También se dispone de fuente adicional de reactiva, en el caso de la figura mediante condensadores síncronos, aunque suele ser mediante bancos de condensadores.

El diseño de los filtros del lado de alterna es un ejercicio complejo que debe considerar las

impedancias armónicas del sistema. Además debe considerar todas las posibles condiciones de operación, así como el efecto de la desintonización cuando hay variaciones de tensión. Los filtros, a pesar de estar diseñados para absorben diferentes armónicos, proveen gran parte de la reactiva necesaria a frecuencia fundamental. Debido a que las variaciones en tensión y frecuencia en los lados de alterna pueden ser estrechos, son suficientes como para que, en determinadas ocasiones, puedan existir fenómenos de resonancia. Por ello, a los filtros se le añaden resistencias amortiguadoras.

Mientras que la forma de onda de la corriente en el lado de continua mejora con el aumento de la inductancia, el control y la respuesta se hace más lenta, la frecuencia de resonancia se reduce, y la estabilización de la corriente sea más difícil. Por tanto, se trata de buscar un compromiso entre ambos fenómenos, siendo los criterios de diseño dictados por los fabricantes.

El propósito principal de la reactancia de aplanamiento a la salida del convertidor es reducir la tasa de aumento de la tensión que sigue a las perturbaciones en ambos lados del convertidor. Reduce el número de conmutaciones en falso de los tiristores que siguen a huecos de tensión en el lado de alterna y limita la corriente pico en el caso de faltas en el lado de continua. También reduce los niveles de armónicos en tensión y corriente en la línea de continua, y la transferencia de oscilaciones no armónicas entre los dos sistemas interconectados.

Electrodos de puesta a tierra Los electrodos no se sitúan en la propia estación de conversión para prevenir que entren corrientes hacia los transformadores a través del neutro, pudiendo causar la saturación de éste. Esto debe ser así también para prevenir las interferencias que produce el rizado de la corriente continua sobre los propios sistemas de alterna, las líneas de comunicaciones o ferrocarriles. Asimismo, es posible que se produzca corrosión sobre el equipamiento en contacto con el terreno, armadura de cables, o incluso tuberías.

Por tanto, el mejor sitio es aquel que tenga un espacio lo suficientemente conductivo y alejado de metales en contacto con el terreno. Si la propia estación se sitúa en un sitio así, permite que los gradientes de potencial sean menores, de forma que los electrodos estén cercanos a la estación, se reduzcan las pérdidas y se reduzcan las interferencias con electrodos vecinos.

Líneas de transporte La primera consideración para plantear una transporte en corriente continua es la posibilidad de usar la tierra como conductor. Donde sea posible, un esquema de transporte monopolar es un esquema económico. Sin embargo, generalmente esta situación no se produce, entonces es mejor utilizar la configuración bipolar. Si un conductor falla, es posible temporalmente el uso del retorno terrestre.

El dimensionamiento de las líneas aéreas en corriente continua son similares a los de alterna, tanto eléctricamente como mecánicamente. Los aisladores elegidos se determinan por el nivel continuo nominal de tensión bajo un ambiente contaminado, y no se calculan de acuerdo a las tensiones tipo rayo o maniobra.

Debido a la ausencia del movimiento de iónico en los cables de corriente continua, la tensión de trabajo de los aislamientos es considerablemente mayor que para cables en alterna. Esto significa que, por ejemplo, para cables impregnados en aceite, se pueden alcanzar gradientes de 30-40 kV/mm, mientras que en alterna unos 10 kV/mm.

Debido a las limitaciones térmicas, la potencia de los cables aumenta aproximadamente proporcionalmente a la tensión, ya que las corrientes de carga aumentan proporcionalmente a la distancia y al cuadrado de la tensión. Las numerosas corrientes en armaduras aumentan las

pérdidas térmicas del cable, y aunque se pueden reducir con distintos esquemas de conexión de las mismas, hacen menos efectivo el material conductor de la fase. Por ello, a veces se recurre a hacerlos huecos, y hacerles pasar fluido por su interior, para disipar el calor, y poder aumentar su capacidad de transporte.

Hay cuatro tipos de cables con aislamiento de papel para cables de continua: los rellenos de aceite, presurizados con gas y los impregnados en masa (cables sólidos). El XLPE está empezando a usarse también, actualmente hasta una tensión máxima de 150 kV.

El grueso de cables en operación para corriente continua son los impregnados, en operación hasta tensiones de 450 kV. El diseño y construcción es más barato que los otros tipo, y además no tiene restricción de longitud, que sí tienen los llenos de aceite o gas.

Mientras que la mayoría de proyectos en corriente continua con cables oscilan entre los 30 y los 250 kilómetros, no hay ninguna limitación para extenderlo. De hecho, el proyecto NorNed utiliza un cable submarino de 580 kilómetros que interconecta Holanda y Noruega. Actualmente, la profundidad máxima es de 1000 metros, pero se han testado cables hasta los 2000 metros, [8]. Además del peso que provocan las armaduras para tanta profundidad, no se tienen otras limitaciones al respecto. La ventaja en costes-aislamiento que tienen los cables aislados con papel e impregnados en masa y su aplicabilidad para instalaciones a grandes profundidades, los hacen adecuados para instalaciones submarinas en corriente continua.

2.5.2 Transporte de potencia en régimen estacionario

Una vez se ha descrito cómo son los sistemas HVDC convencionales, es conveniente mostrar el funcionamiento en régimen estacionario para dichos sistemas de transporte, [73]. Supóngase el sistema de transporte HVDC convencional genérico con N_{puentes} puentes en serie por polo, asimismo, téngase en cuenta que las características de las líneas de transporte se pueden unificar en una única resistencia, independientemente de la configuración del sistema.

El convertidor que está actuando como rectificador está conectado al secundario del transformador a una tensión alterna E_{ACr}, cuyo valor depende del control de la estación, es decir, la relación 1:T_{r} de tomas en carga en el transformador y la compensación de reactiva. Ésta última se controla en las barras conectadas directamente al sistema, cuya tensión en dicho punto es U_{ACr}. Por tanto, se supone un valor dado de U_{ACr}, y E_{ACr} será $E_{\text{ACr}} = T_{\text{r}} U_{\text{ACr}}$

La tensión en el lado de continua V_{DCr}, depende de la tensión alterna a la que se conecta E_{ACr}, del número de puentes utilizados en serie N_{puentes}, del control del ángulo de disparo de los tiristores α (medido como retraso en el disparo) y de la resistencia total equivalente de conmutación $N_{\text{puentes}} R_{\text{cr}}$, que representa la caída de tensión debido al solapamiento en la conmutación, pero no pérdidas de potencia activa.

La línea de transporte, en régimen estacionario, sólo actúa como una simple resistencia equivalente $R_{\text{línea}}$, en donde se focalizan las pérdidas de potencia y la caída de tensión de la misma.

El convertidor que está actuando como inversor es exactamente igual al que actúa como rectificador, sólo que con unos parámetros de control de diferente valor. El ángulo de disparo de los tiristores se mide en él como un ángulo en adelanto de extinción γ y que la resistencia total equivalente de conmutación $-N_{\text{puentes}} R_{\text{ci}}$, es ahora negativa.

Las ecuaciones que describen el régimen estacionario de un sistema HVDC convencional, en el lado de continua, son las que se muestran a continuación. Asimismo, en la figura 2.13 se

representa el circuito equivalente.

$$\begin{aligned} \text{Rectificador} \quad & V_{\text{DCr}} = U_{\text{ACr}} T_{\text{r}} N_{\text{puentes}} \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cos\alpha - N_{\text{puentes}} R_{\text{cr}} I_{\text{DC}} \\ \text{Inversor} \quad & V_{\text{DCi}} = U_{\text{ACi}} T_{\text{i}} N_{\text{puentes}} \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cos\gamma - N_{\text{puentes}} R_{\text{ci}} I_{\text{DC}} \\ \text{Línea de transporte} \quad & \Delta V_{\text{línea}} = R_{\text{línea}} I_{\text{DC}} \end{aligned} \tag{2.34}$$

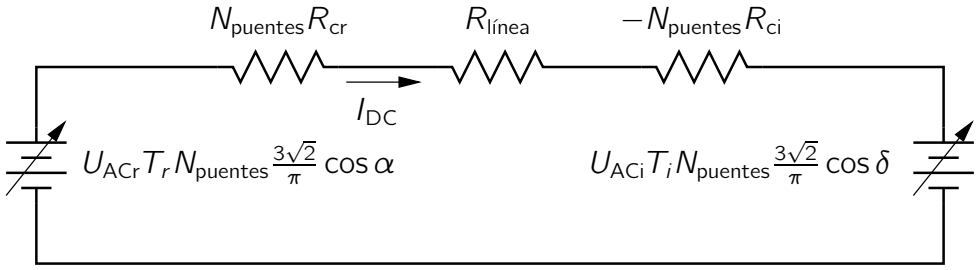


Figura 2.13: Circuito equivalente en régimen estacionario de un sistema HVDC convencional

La corriente I_{DC} que circula por el lado de continua será por tanto:

$$I_{\text{DC}} = \frac{N_{\text{puentes}} \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \left(U_{\text{ACr}} T_{\text{r}} \cos\alpha - U_{\text{ACi}} T_{\text{i}} \cos\gamma\right)}{N_{\text{puentes}} \left(R_{\text{cr}} - R_{\text{ci}}\right) + R_{\text{línea}}} \tag{2.35}$$

Obsérvese que la corriente depende muy mucho de las tensiones de los sistemas, ya que los valores de las resistencias equivalentes de los convertidores son pequeñas. Esta es la razón por la que se necesitan redes fuertes, el control de los tiristores debe actuar rápidamente para que no se desconecte la línea de continua por una sobrecarga o se estropeen los equipos de electrónica de potencia tras fluctuaciones en las tensiones de los lados de alterna. Fluctuaciones en las tensiones de los sistemas de un 25 % pueden conllevar variaciones de la corriente en el sistema de continua de hasta el 100 %, [73].

La potencia enviada por el terminal rectificador es:

$$P_{\text{DCr}} = V_{\text{DCr}} I_{\text{DC}} \tag{2.36}$$

y la que llega al terminal inversor:

$$P_{\text{DCi}} = V_{\text{DCi}} I_{\text{DC}} = P_{DCr} - R_{\text{línea}} I_{\text{DC}}^2 \tag{2.37}$$

En lo que respecta a los lados de alterna, la componente fundamental de la corriente de línea se demuestra en [73] que es:

$$\begin{aligned} \text{Rectificador} \quad & I_{\text{AC1r}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} N_{\text{puentes}} T_{\text{r}} I_{\text{DC}} \\ \text{Inversor} \quad & I_{\text{AC1i}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} N_{\text{puentes}} T_{\text{i}} I_{\text{DC}} \end{aligned} \tag{2.38}$$

Suponiendo nulas las pérdidas en los conversores, con errores de sólo el 1 %. Obsérvese que la relación entre las corrientes de alterna y continua es aproximadamente constante.

El factor de potencia es muy aproximadamente igual a [73]:

$$\begin{aligned} \text{Rectificador} \quad & \cos\phi_r = \cos\alpha - \frac{R_{cr} I_{DC}}{\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{ACr}} \\ \text{Inversor} \quad & \cos\phi_i = \cos\gamma - \frac{R_{ci} I_{DC}}{\frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{ACi}} \end{aligned} \tag{2.39}$$

Se ve cómo el factor de potencia depende del ángulo de disparo de los tiristores, de la potencia transportada, que tiene como testigo a I_{DC}, y de las tensiones en la entrada a los convertidores.

2.5.3 Control y operación

El sistema de control de un transporte HVDC convencional se estructura según la siguiente jerarquía en tres capas, diseñadas para operar óptimamente:

1. Control general del sistema. Esta capa coordina las consignas de potencia y las distribuye al control de los polos. Esta consigna corresponde a la potencia que se debe transferir según el operador, pero también responde a otros controles, como son el sistema de control de frecuencia, amortiguamiento del sistema o combinaciones. Este control también opera los filtros armónicos y los bancos de condensadores.
2. Control de los polos. Esta capa de control da las órdenes de encendido tras un cambio en la consigna de potencia o tensión.
3. Control del módulo de tiristores. Esta capa controla los instantes de encendido de las válvulas y define los límites.

Para seleccionar el modo de control adecuado deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Hay que prevenir las grandes fluctuaciones de corriente I_{DC} debido a los cambios en las tensiones de alterna en los puntos de interconexión.
- Hay que mantener las tensiones del lado de continua cercanas a los valores nominales.
- Hay que mantener los factores de potencia en las terminales de envío y recepción tan altos como sea posible.
- Hay que prevenir los fallos de conmutación en los inversores.

Gracias a la selección de un adecuado método de control, la tensión, la corriente, la potencia pueden ser controlados. Las variables de control son α, T_r, γ, T_i.

El control de los ángulos de disparo de los tiristores tienen tiempos de respuesta de 1 a 10 milisegundos, mientras que el control de las tomas en carga tarda de 5 a 6 segundos.

El control de los disparos se usan inicialmente para una rápida respuesta, después sigue el cambio en las tomas, y se restauran los ángulos de disparo a sus valores normales. En el caso de rectificador, el ángulo α tiene un mínimo de 5° para asegurar la conmutación, y

normalmente opera entre 15° y 20°. Cuando una estación funciona como inversora, es típico un ángulo γ de 15°. El control rápido de los tiempos de disparo previene de fluctuaciones en la corriente y la tensión.

Para mantener los factores de potencia lo más alto posible es necesario que los ángulos de disparo sean lo más pequeños posibles, lo suficiente como para que no hayan fallos de conmutación en los tiristores.

Característica ideal En condiciones normales, el rectificador opera a corriente constante **CC** *Constant Current* y el inversor con un ángulo de extinción constante **CEA** *Constant Extintion Angle*. Aplicando dichos criterios a las ecuaciones básicas, se puede construir una característica de operación V-I, ver figura 2.14, en donde la tensión V_{DCr} se mide en el lado del rectificador tras R_{cr}, [73].

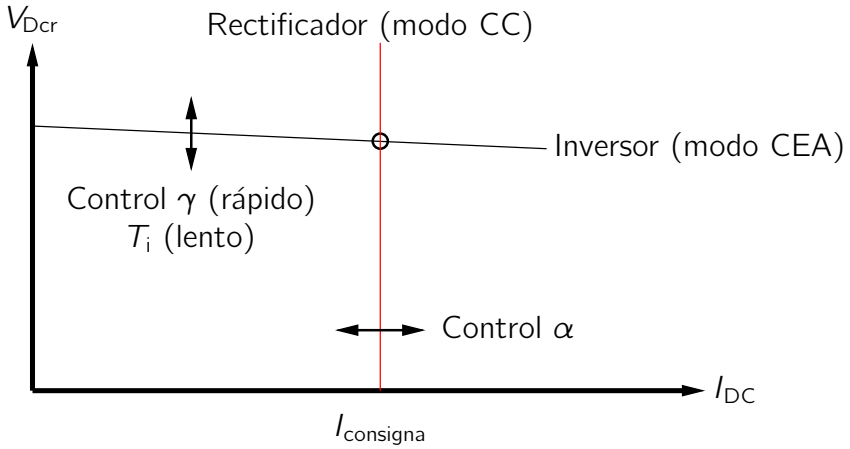


Figura 2.14: Característica ideal del estado estacionario

Obsérvese la caída en la característica del inversor, se debe a la resistencia de la línea. Para una tensión dada, consignas en γ y T_{i}, la corriente se controla variado en ángulo de disparo en el rectificador α de tal forma que se mantenga aproximadamente la corriente de consigna I_{consigna}. La tensión es controlada por el ángulo de extinción γ en el control rápido, y con la regulación de las tomas en carga lentamente, para reponer los ángulos de disparo a sus valores nominales de mínimo consumo de reactiva.

Característica real Se vio que el ángulo α tiene un valor mínimo de funcionamiento para que no falle la conmutación. Cuando α_{min} se alcanza, el rectificador opera con el ángulo de disparo constante **CIA** *Constant Ignition Angle*. Por tanto la característica del rectificador tiene en realidad dos tramos, el de funcionamiento CC y el de funcionamiento CIA, [73].

El tramo CIA del rectificador se desplaza verticalmente en función de la tensión en el lado CA del rectificador. Esto significa que si hay un hueco o una bajada de la tensión repentina, el sistema no tiene punto de operación y se desconecta. Es por ello que al inversor se le provee de un control CC, cuya consigna en su caso es menor. El margen entre las consignas de corriente del rectificador y el inversor es del 10-15 %, a este margen de corrientes se le denomina I_{m}. De esta manera, ante una bajada de tensión el sistema se queda operando en un punto de trabajo estable con una corriente menor según se ajuste I_{m}, ver figura 2.15.

Obsérvese que las características CC no son perfectamente verticales, como antes se había supuesto. Esto depende del regulador utilizado, si se utiliza un controlador P (proporcional),

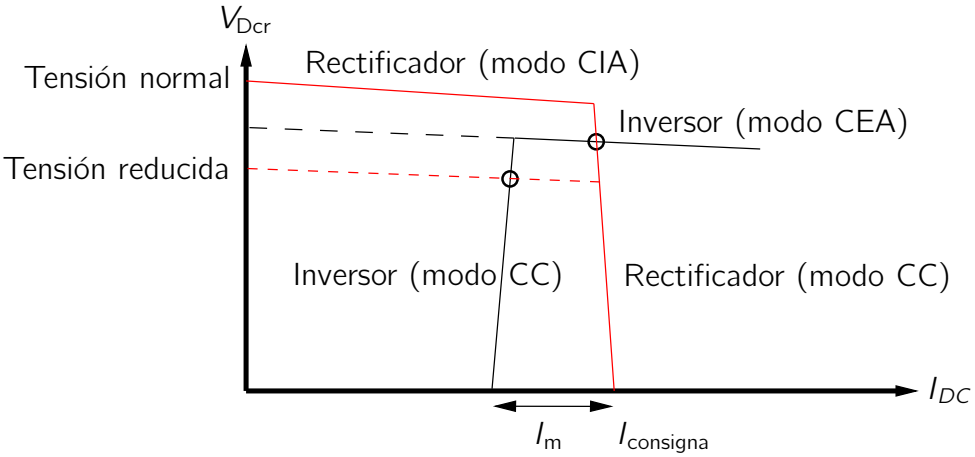


Figura 2.15: Característica real del estado estacionario

la característica puede ser bastante inclinada, pero si se usa un controlador PI (proporcional integral) la línea es prácticamente vertical.

Características combinadas rectificador/inversor Existen aplicaciones del HVDC convencional que tratan del tranporte de generación desde grandes centrales hasta nudos de transporte, en ese caso, la potencia tiene un sentido preferente, y habrá un conversor que funcione siempre como rectificador y el otro como inversor. Sin embargo, en la mayoría de aplicaciones se requiere inversión de potencia. Entonces cada conversor puede trabajar como rectificador o como inversor.

En los sistemas HVDC convencional la inversión del sentido de transporte de potencia activa se realiza invirtiendo la tensión. Por tanto, la característica combinada de ambos conversores se puede representar según la figura 2.16

En rojo se muestra el conversor 1, que con tensión positiva funciona como rectificador, y en negro el conversor 2 con funcionamiento inverso. Las líneas continuas indican el funcionamiento como rectificador, y las líneas discontinuas inversor. Obsérvese que se han dibujado paralelas a las caracterśticas CC para indicar el margen que puede tomar la consigna de corriente.

Dadas unas consignas de corriente en las características CC del rectificador y el inversor, $I_{consigna1} > I_{consigna2}$, se tiene un punto de trabajo dado. Para invertir el sentido basta con ir aumentando $I_{consigna2}$ y/o ir disminuyendo $I_{consigna1}$ hasta que se invierta el signo de I_m. El punto de trabajo se irá desplazando de tal forma que la tensión va disminuyendo hasta que cambia de sentido, en ese momento los conversores cambian de "rol" y se les lleva hasta trabajar en otro punto dado con potencia en el sentido contrario al inicial.

Otras consideraciones Para asegurar la operación satisfactoria y la seguridad de los equipos hay que tener multitud de límites para establecer la corriente de consigna. Hay una corriente máxima límite, una corriente mínima límite y una corriente límite dependiente de la tensión.

Además, se pueden utilizar controles de un nivel superior, que mejoran la interacción entre el sistema CA y el sistema de transporte en corriente continua.

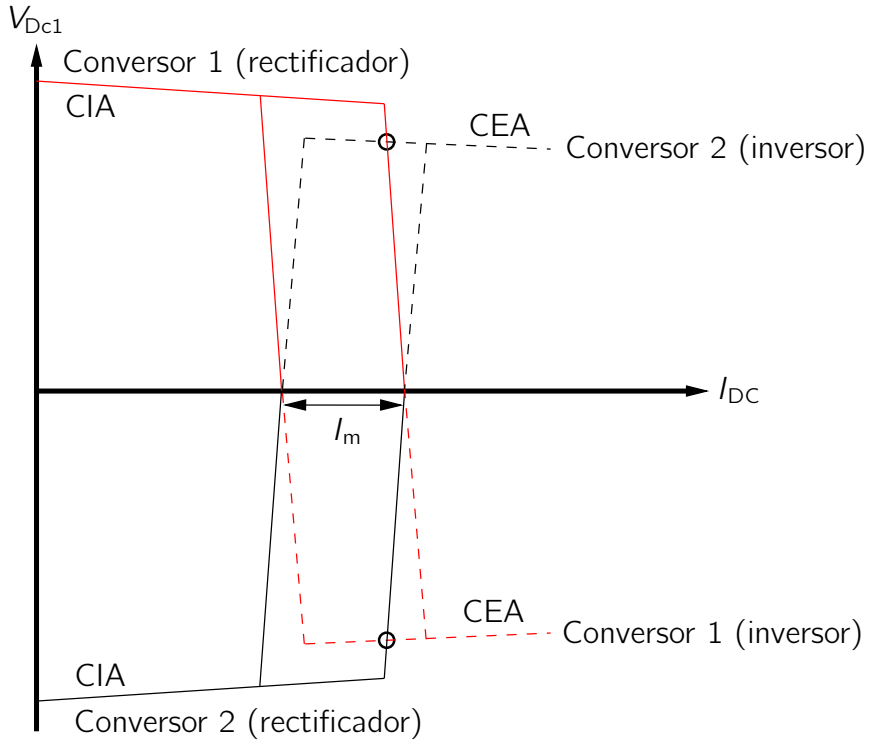


Figura 2.16: Característica real combinada del estado estacionario

2.5.4 Comportamiento ante perturbaciones

Las perturbaciones consideradas aquí son las faltas en las líneas de CC, en convertidores y en el sistema CA, [73]. Recuérdese que en los sistemas en corriente alterna se utilizan interruptores para despejar faltad en el sistema, sin embargo, en los sistemas HVDC se despejan mediante los controles en el convertidor.

Faltas en el lado de continua En las faltas (línea-tierra) del lado de continua, se cambia el perfil de tensiones en el sistema, quedando el punto de falta en tensión nula, el terminal rectificador se queda con una tensión reducida y el terminal inversor ve cambiada la polaridad de la tensión. El rectificador controla la tensión hasta conseguir la corriente de consigna, mientras que el inversor cambia al modo de corriente constante como rectificador y sitúa su corriente en $I_{\text{consigna}} - I_{\text{m}}$. Por tanto, la corriente en el punto de falta es igual a la corriente margen I_{m}, es decir, entre un 10-15 % de la corriente de consigna.

Faltas en convertidores La mayoría de fallos en los convertidores requiere la desconexión de una parte de los grupos de tiristores o incluso el apagado de un polo. Ante una falta en un grupo de tiristores, se procede a aislar la falta, llevando a cero al sistema en menos de 30 milisegundos, y una vez reconfigurado el sistema en algunos segundos, se vuelve a resetear.

Faltas en el lado de alterna Las faltas en el lado de alterna, dependiendo de si son en el lado rectificador o inversor, pueden provocar el apagado del sistema HVDC o el malfuncionamiento si la tensión resultante es baja.

En teoría, el sistema HVDC puede funcionar a bajas tensiones en el lado rectificador, ya

que se combina el control de las tomas en carga y los ángulos de disparo. El resultado es un incremento en las necesidades de reactiva, que ni siquiera las baterías de condensadores puede compensar, dado que su generación depende del cuadrado de la tensión. Por tanto, es más beneficioso directamente llevar a cero la potencia, lo que requiere algunas decenas de milisegundos, y volver a restaurar el sistema tras recuperarse la tensión a través de la actuación de la regulación de tensión en los grupos convencionales.

Las faltas son más fácilmente recuperables si la interconexión se sitúa entre fuertes sistemas CA. Los sistemas débiles tienen dificultades para proveer de la suficiente reactiva para una restauración rápida del sistema.

El tiempo de restauración ante faltas en el lado de alterna oscila entre 100 y 500 milisegundos, dependiendo de las caracterśticas de interacción entre ambos sistemas, el de continua y el de alterna. Las características del transporte en continua que influyen son la inductancia y capacidad de la línea CC, el tamaño de la reactancia de aplanamiento, las frecuencias de resonancia de la línea, los transformadores de los convertidores y los filtros. Del lado de altena influyen la relación de cortocircuito efectiva, las impedancias armónicas, el amortiguamiento de cargas cerca del sistema HVDC, la inercia del sistema y los métodos de control de tensión en el punto de conexión.

En general, el comportamiento ante faltas puede ser regulado entre ciertos límites, y esto forma parte del bagaje de los fabricantes. Será su experiencia la que determine los ajuste de los parámetros de control y modos de control en cada caso.

2.5.5 Fiabilidad y disponibilidad

Los requisitos de fiabilidad y disponibilidad en un proyecto de transporte HVDC convencional pueden ser muy diferentes, [120]. Para enlaces en donde se alimenta la mayor parte de la demanda a través del mismo, es indispensable que estos requisitos sean altos. Requisitos menos estrictos se encuentran en interconexiones que sirven principalmente para poder operar con menores costes, en donde dicha línea no es necesaria para alimentar toda la demanda.

La configuración bipolar es una elección natural cuando se requiere dicha disponibilidad, pues un incidente en uno de los polos permite seguir sirviendo, aunque sea al 50 %. Las estaciones conversoras bipolares se diseñan para que no haya riesgo de perder ambos polos a la vez. Además, la falta más probable, una línea a tierra, sólo afecta a un polo. Desde un punto de vista de fiabilidad, la configuración bipolar es equivalente a una línea de doble circuito en CA.

Cuando no se requieren tales restricciones en la fiabilidad, o se trata de transportes de apoyo no fundamentales, se suele recurrir a la configuración monopolar.

El objetivo primordial en el diseño de las estaciones es minimizar la frecuencia y el tiempo de interrupción por paradas forzadas o de mantenimiento. Para ello se utilizan diseños robustos, con componentes bien probados y conocidos, monitorización automática de los sistemas crítcos y el uso de la redundancia.

Las paradas de mantenimiento suelen ser anuales, y si la configuración usada es la bipolar, la interconexión puede seguir activa al 50 %. Asimismo, el uso de equipos redundantes permite el mantenimiento en servicio de la estación. La mayoría de componentes en las estaciones de conversión son componentes estándar, a excepción de los tiristores, pero que requieren un mantenimiento bajo.

Es importante tener idea de cuánto de fiable es el sistema de transporte, en particular de

las estaciones de conversión, para ello se utilizarán los datos de estaciones de conversión de ABB, [120]. La fiabilidad se medirá a través de su inverso, el número de paradas por año. La indisponibilidad se medirá como el tiempo, en % anual, en el cual el sistema de transporte está fuera de servicio.

Para un polo HVDC convencional, los datos de fiabilidad típicos son:

- Tasa de paradas forzadas 3-4 paradas/año
- Indisponibilidad forzada del 0.3-0.4 %
- Indisponibilidad programada <1.0 %
- Disponibilidad >98.5 %

Para un sistema bipolar, se calcula la fiabilidad para el conjunto teniendo disponible un 100 % y un 50 % de la potencia nominal:

- Tasa de paradas forzadas: 6-8 paradas/año (100 %), 0.05 paradas/año (50 %)
- Indisponibilidad forzada: 0.6-1.0 % (100 %), 0.003 % (50 %)
- Indisponibilidad programada: <2.0 % (100 %), <0.1 % (50 %)
- Disponibilidad: >97.0 % (100 %), >99.9 (50 %)

Con estos datos estadísticos, que provienen de los proyectos recogidos por [120], queda claro que un enlace bipolar tiene virtualmente una disponibilidad total.

2.5.6 Pérdidas y costes

Las pérdidas en los sistemas de transporte en continua se deben fundamentalmente a las estaciones de conversión, mientras que las pérdidas en las líneas de transporte dependen de su longitud y la resistencia eléctrica, siendo normalmente bastante menores que las primeras.

Las pérdidas en cada terminal HVDC-LCC son aproximadamente de un 0.8 % para el régimen nominal respecto a la potencia nominal, según [6]. Como se vio, el convertidor tiene un mínimo de corriente para que funcione, aproximadamente del 5 % de la corriente nominal, en esta situación el convertidor y el control puede optar por desconectarse, en cuyo caso las pérdidas son del 0.1 %. Los elementos que contribuyen a estas pérdidas son principalmente los transformadores, en un 50 %, y los tiristores en un 30 %, mientras que el resto de pérdidas provienen de los filtros, la reactancia de aplanamiento y los servicios auxiliares.

Las pérdidas en las líneas de transporte en corriente continua son menores, porque se deben exclusivamente a la resistencia propia del conductor. A esto hay que añadir una utilización total de la sección, la resistencia efectiva en corriente continua es menor que en alterna a una frecuencia dada. Asimismo, como sólo transporta potencia activa, la corriente y por tanto las pérdidas son las mínimas posibles para una potencia activa dada.

Como ejemplo, se puede utilizar un cable diseñado para 250 kV, de sección de cobre 1200 mm^2, con una capacidad de 800 A y aislamiento mediante masa viscosa de aceite, en inglés "mass impregnated". La resistencia de dicho conductor a 55°C, máxima temperatura de operación, es de de $R_{55^oC} = 0{,}016\ \Omega$/km. Las pérdidas para una un transporte a 100 kilómetros es de 1 MW, lo que con respecto a la potencia de transporte representa un 0.5 %.

Bajo estas hipótesis, las pérdidas totales para un transporte de 100 MW a 100 kilómetros son de 0.8 % + 0.8 % + 0.5 %, es decir, un 2.1 % a potencia nominal. Si se compara con el ejemplo hecho para el transporte en alterna, cuyas pérdidas eran del 4 % para transportar la misma potencia, se demuestra la mejor eficiencia de este sistema. Sin embargo, en el rango de aplicaciones mostradas en este ejemplo, se utilizan las líneas en alterna porque requiere una inversión menor, tiene mayor flexibilidad, mayor fiabilidad y unas subestaciones menos aparatosas.

Los costes de las estaciones de conversión se tasan en 0,08 M€/MW. Los costes de cables submarinos de potencia de masa viscosa de aceite son 0.44 M€/km (250 MW) y 0.66 M€/km (440 MW), incluye costes de instalación. Estos datos se han obtenido desde [52].

2.6 Transporte en CC mediante VSC

Es una tecnología en despegue, la primera instalación construida fue en 1997, pero actualmente hay 2540 MW instalados en un total de 13 proyectos, todos VSC-PWM (ABB Light®), todavía el VSC-MMC de Siemens tiene operativo slo un sistema VSC, que entró en operación a finales de 2010 [11]. La potencia nominal de cada proyecto difícilmente supera los 300 MW, aunque teóricamente se puede alcanzar los 1000 MW, esta es una diferencia fundamental actualmente con respecto a la HVDC convencional.

La flexibilidad del transporte por corriente continua puede ser mejorada con el uso de los sistemas VSC, en donde la conversión de potencia permite el funcionamiento en los cuatro cuadrantes. La HVDC VSC nace para llenar el hueco que no puede cubrir la HVDC convencional debido a las limitaciones de esta última en lo que respecta a las características mínimas de los sistemas a los que se interconecta. Esto es, puede alimentar cargas aisladas o sistemas pequeños, permitiendo incluso poner en servicio un sistema sin generación interna temporal tras un cero eléctrico.

Los sistemas de conversión autoconmutados no necesitan de la fuente de tensión que facilitan los sistemas en corriente alterna para la conmutación, y además pueden operar de forma estable con una relación de cortorcuito nula (sin generación en uno de los lados). Un sistma VSC puede ser controlado para generar o absorber potencia reactiva casi independientemente del flujo de potencia activa. La máxima potencia activa que puede ser intercambiada es limitada sólo por la reactancia que los terminales de conversión ven. Esto es gracias a la utilización de componentes IGBT[17] en vez de SCR, que permite el control tanto del disparo para la conexión como el disparo para el corte.

La tecnología VSC, ya sea con el control por PWM o MMC, reduce sustancialmente la generación de armónicos, por lo que la necesidad de filtros es mucho menor con respecto a la HVDC convencional, y sus tamaños son los respectivos para eliminar sólo los armónicos de orden mayor.

La potencia de la filtración pasiva requerida por los sistemas VSC eliminan el problema de las sobretensiones producidas por las desconexiones de los convertidores. Como se puede cambiar la dirección del flujo de potencia a través del cambio de la dirección de la corriente, a diferencia que la HVDC convencional, los cambios en las potencias son más rápidamente alcanzados. Además, el hecho de controlar el flujo de potencia a través de la inversión de corrientes permite la construcción de sistemas multiterminales.

[17] Insulated Gate Bipolar Transistor

2.6.1 Componentes

Los componentes principales de un sistema HVDC-VSC son los mismos que en el convencional: convertidores, transformadores, filtros,y la línea de transporte, ver figura 2.17. La principal diferencia con respecto al HVDC convencional es la estación convertidora, que es la parte principal de cualquier sistema de transporte en corriente continua.

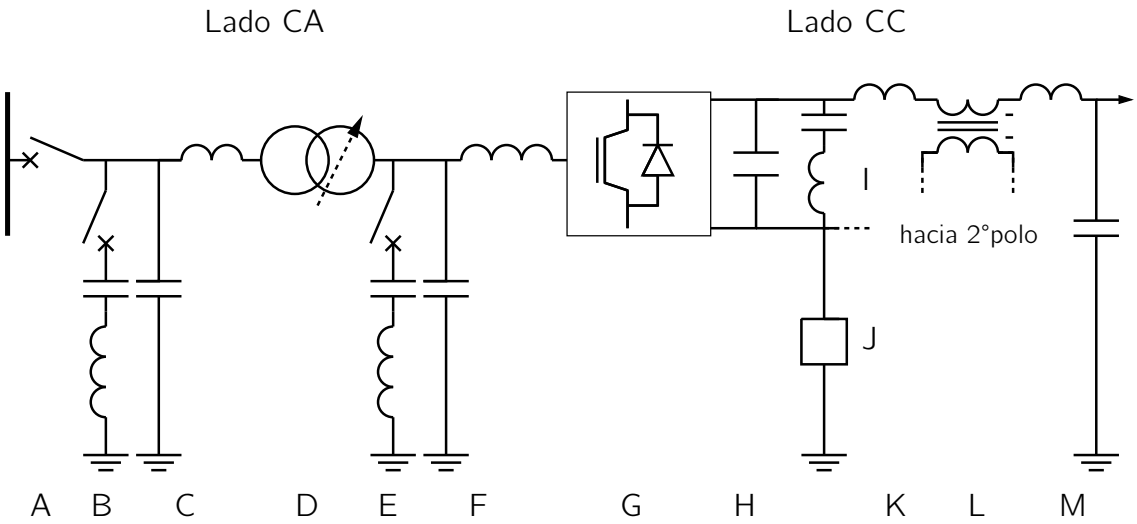


Figura 2.17: Componentes principales de una estación HVDC-VSC, [8]

Interruptor automático de la estación (A) La función principal de éste es desconectar la estación del sistema eléctrico en CA durante faltas en el lado CC. Este componente es necesario porque al contrario que con el sistema HVDC convencional, el convertidor no tiene una capacidad inherente de despejar las faltas en las líneas en continua. Las faltas en el lado CC provocan la descarga del condensador y que la corriente de carga pase por los componentes del conversor hasta que dicho interruptor abra.

Filtros de armónicos en el lado CA (B) Se necesitan dependiendo del concepto del diseño usado. El requerimiento de éstos es bastante menor con respecto al caso de HVDC convencional.

Filtro de radiofrecuencias en el lado CA (C) Los sistemas PWM sólo producen armónicos de alta frecuencia, que deberán ser atenuados, mientras que los sistemas MMC los generan pero en menor medida.

Transformador de acoplamiento (D) Se requiere para adaptar las tensiones y para obtener una reactancia adecuada entre el convertidor y el punto de conexión en CA. Esto permite, como se podrá ver posteriormente, que la tensión pueda ser controlada. Al contrario que con la HVDC convencional, el cambiador de tomas en carga no es necesario, aunque puede instalarse para optimizar las pérdidas del sistema. Esto se debe a que el sistema inherentemente puede controlar la tensión sin recurrir a este mecanismo.

Filtros (E y F) Filtro de armónicos y filtro paso bajo entre transformador y convertidor. El filtro paso bajo consiste en una reactancia en serie y un condensador en paralelo.

Convertidor (G) Según sea la estrategia de conversión, PWM o MMC, los módulos IGBT y su utilizaci ón se configuran de diferente manera, ver figura 2.18.

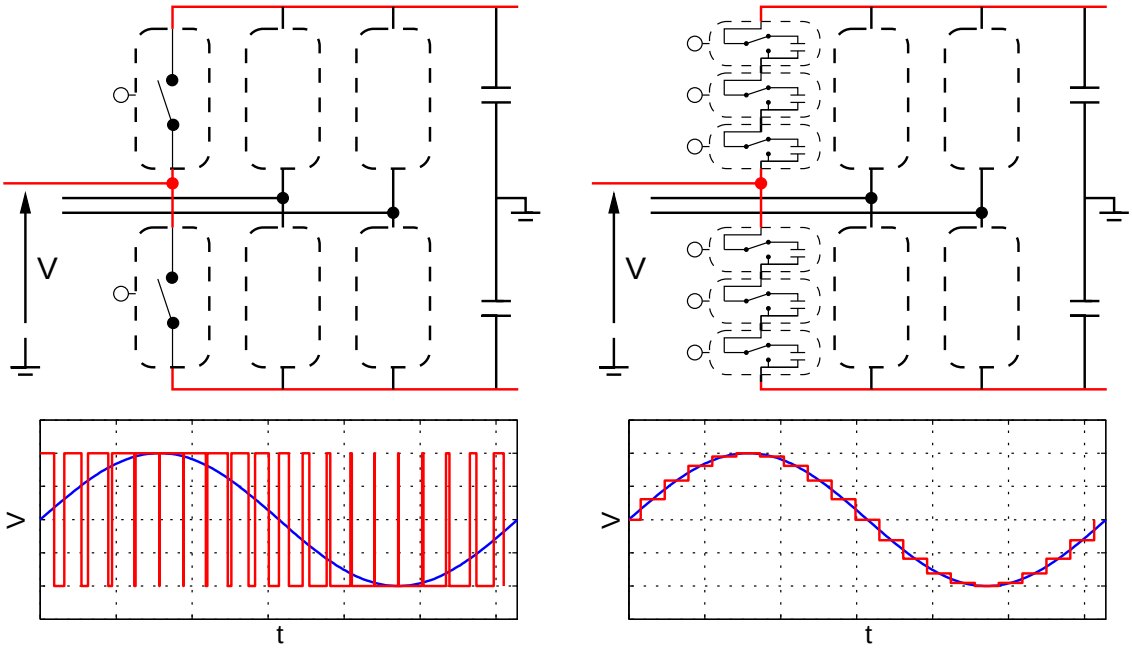


Figura 2.18: Comparación entre implementación VSC-PWM (2 niveles) y VSC-MMC

El sistema PWM utiliza módulos de IGBTs en serie, con un control de encendido y apagado común. Se configuran como un puente de Graetz, pero en donde los diodos son en realidad interruptores controlados. Esto permite que se pueda conseguir una forma de onda fundamental parecida a la de la red, conmutando entre la tensión máxima positiva y la tensión máxima negativa, y ajustando el tiempo en el que cada tensión está conectada. El esquema mostrado en la figura es para un PWM de 2 niveles, pero se tienen ya instalaciones con PWM a 3 niveles, estos tres niveles son tensión nula, tensión máxima positiva y tensión máxima negativa.

En el sistema MMC se configuran más módulos en serie, en donde dos IGBT se configuran como un conmutador, una posición cortocircuita el módulo y la otra lo deja a la tensión que provee una fuente de tensión, un condensador. Controlando cada módulo, es decir, cada fuente de tensión, se consigue seguir una onda de tensión deseada a base de aproximaciones mediante escalones sucesivos. Para una potencia dada, el convertidor MMC ocupa mayor espacio que el PWM.

La elección de la frecuencia de conmutación es importante. Una frecuencia relativamente baja aumenta el nivel de armónicos, y por tanto el tamaño de los filtros. Una frecuencia alta aumenta las pérdidas en los IGBTs, por tanto aumenta las necesidades de evacuación de calor y disminuye el rendimiento del transporte.

Condensador de almacenamiento (H) Mantiene la tensión en el lado de continua dentro de estrechos límites y controla el rizado. Cada estación de conversión en un enlace requiere necesita uno para poder mantener una tensión estable.

Filtros en el lado de CC (I) Se sitúan en paralelo con el condensador de almacenamiento, y sirven para atenuar la generación de campos electromagnéticos que generen ruido en las líneas telefónicas.

Sistema de puesta a tierra en el lado de CC (J) . La rama de conexión a tierra puede consistir en una reactancia inductiva o una resistencia, e incluso un electrodo si el retorno por tierra es considerado.

Componentes de línea (K, L y M) Estos componentes son necesarios sólo si el transporte es a larga distancia. El primero consiste en un transformador que sirve de bloqueo del modo común. El segundo es un filtro de radiofrecuencias en el lado de CC.

Salida de la línea en CC Puede consistir en un sistema de transporte aéreo o por cable.

2.6.2 Transporte de potencia en régimen estacionario

Para inyectar o absorber potencia activa y reactiva de un sistema eléctrico en corriente alterna, el mecanismo seguido se explicó ya en 2.3.2. Para controlar la potencia activa inyectada/absorbida en un nudo se tiene que poder controlar el ángulo del fasor de tensión. Para inyectar/absorber potencia reactiva en un nudo hay que controlar el módulo de la tensión.

En la figura 2.19 se muestran los componentes principales de un sistema VSC y las referencias de tensiones y corrientes principales para modelizar el régimen estacionario. Obsérvese que el criterio elegido es generador para el sistema VSC.

El convertidor en el lado CA se comporta, y por tanto se modela, como una fuente de tensión controlable U_C. Entre el convertidor y el transformador se sitúa en serie una inductancia L, que es atravesada por una corriente I con el sentido hacia la red de CA. En el nudo entre reactancia y transformador se sitúan los filtros, y su tensión en U_F.

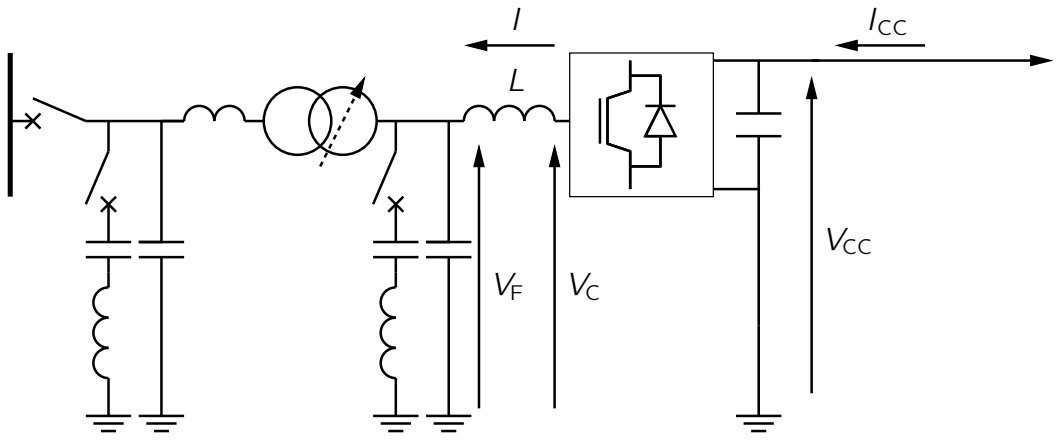


Figura 2.19: Tensiones y corrientes en régimen estacionario del sistema HVDC-VSC (criterio generador)

La fuente de tensión que modela el convertidor se describe mediante la ecuación:

$$U_C = \frac{1}{2} V_{CC} M \sin(\omega t + \delta) + \text{armónicos} \tag{2.40}$$

donde M es el índice de modulación, definido como la relación entre el valor de pico de la onda modulada y el valor de pico de la onda portadora, la tensión de continua. ω es la pulsación y δ es la fase de la tensión de salida. Las tres variables pueden ser controladas por el conversor VSC de forma independiente. Esto lleva a que la caída de tensión a lo largo de la reactancia pueda ser controlada, y por tanto, también se puedan controlar las potencias activa y reactiva.

El circuito equivalente que se plantea en la figura 2.19 es similar al de una máquina síncrona, en donde la tensión interna de la máquina es la tensión de salida del convertidor. La ecuación fasorial equivalente es $\underline{U}_C = \underline{U}_F + jX\underline{I}$, cuya representación gráfica es análoga a la de la figura 2.2.

Se obtiene que las potencias activa y reactiva que salen de la estación antes del transformador son:

$$\begin{aligned} P_F &= \frac{U_F U_C}{\omega L} \sin\delta \\ Q_F &= \frac{U_F (U_C \cos\delta - U_F)}{\omega L} \end{aligned} \tag{2.41}$$

El sistema tiene tres limitaciones básicas: la tensión máxima de salida del convertidor $U_C^{\text{máxima}}$, la corriente máxima de la línea $I_{CC}^{\text{máxima}}$ y la corriente máxima que pasa a través de los IGBTs. Cuando la tensión en el lado de alterna se reduce, la capacidad de aportación de reactiva está limitada por las corrientes máximas en el lado de continua.

Como se puede comprobar en las ecuaciones, el círculo de limitación de corriente aumenta cuando aumenta la tensión de la red, en este caso en el nudo del filtro U_F. Por su parte, al aumentar U_F se limita en mayor medida la potencia reactiva inyectable en la red en función de la reactancia serie de la estación.

El resultado es el diagrama $P - Q$ de la figura 2.20.

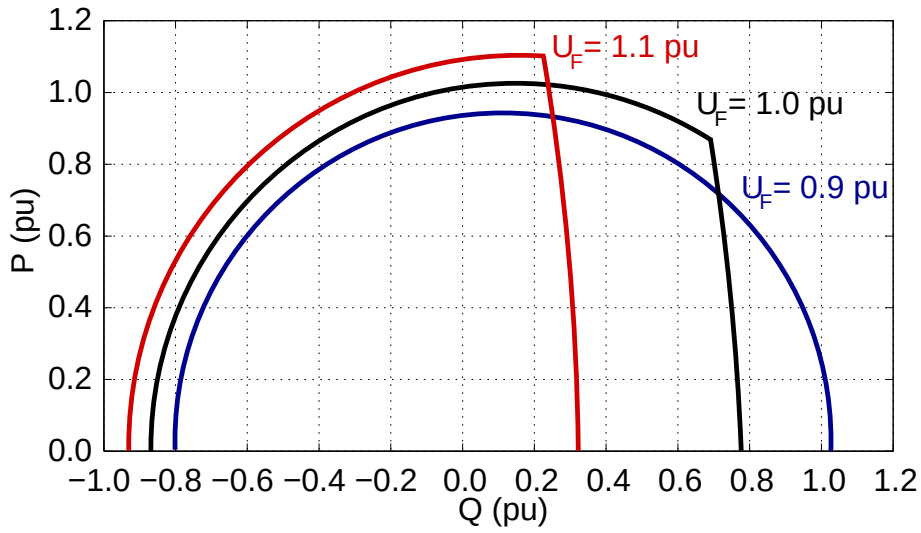


Figura 2.20: Diagrama típico $P - Q$ del estado estacionario de un sistema VSC, [8]

2.6.3 Control y operación

Al igual que pasaba con la HVDC convencional, el control es fundamental, y puede ser personalizado para cada caso. Sin embargo, todos los sistemas, en este caso PWM, tienen los mismos bloques básicos de control, [95], ver figura 2.21.

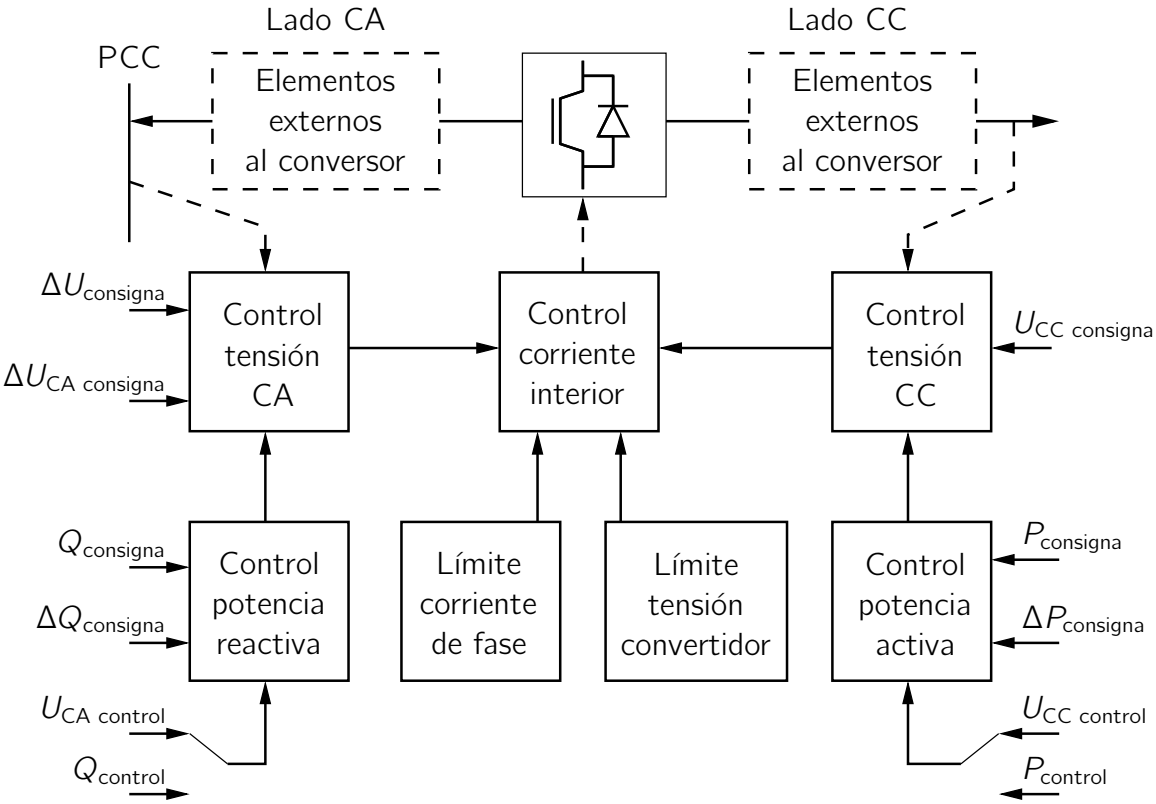


Figura 2.21: Bloques de control básicos

Cada estación de conversión tiene los mismos bloques de control, independientemente, de que operen como inversor que como rectificador, para los dos estados de operación el mismo esquema es válido.

El punto PCC señalado en la figura se refiere al punto común de conexión, el punto de la red en donde el terminal VSC considerado está conectado. Las funciones de control incluyen el control de las tensiones de alterna y continua, control de potencias activa y reactiva, y control de las corrientes internas del conversor.

El sistema de control reconoce las limitaciones de las corrientes de salida y las tensiones internas límite. También se muestran las consignas de entrada de todas las variables controladas, así como las auxiliares ΔX que pueden provenir de otros sistemas.

Para un sistema de dos terminales, uno de los convertidores debe controlar la tensión del lado de continua $U_{CC\ control}$, y la otra estación la potencia activa $P_{control}$ a través del control de la corriente en la línea de continua.

Cada convertidor puede independientemente controlar las tensiones del lado de CA, mediante el modo de control de tensión $U_{CA\ control}$, o bien a través del modo de control de la potencia reactiva $Q_{control}$.

En condiciones estables de operación, la consigna de potencia y la consigna de tensiones en los nudos de conexión son establecidos por el operador del sistema. Las entradas auxiliares

$\Delta U_{\text{CA consigna}}$, $\Delta U_{\text{consigna}}$, $\Delta P_{\text{consigna}}$ y $\Delta Q_{\text{consigna}}$ provienen de la aplicación propia del sistema VSC, que puede ser utilizado para modular las potencias activas y reactivas para conseguir cierto control de frecuencia, control de amortiguamiento y mejora de la estabilidad de tensiones. Estas aplicaciones propias son algoritmos de control implementados para mejorar el funcionamiento en régimen permanente, así como en régimen transitorio.

2.6.4 Comportamiento ante perturbaciones

Ante perturbaciones, los sistemas VSC pueden llevar a cabo elaborados algoritmos de mitigación de dicha pertubación mediante aplicaciones específicas, hasta donde los límites de los sistemas SVC pueden llegar.

En el periodo transitorio-dinámico, el objetivo de control de los sistemas VSC es mantener la estabilidad de la red de CA ante perturbaciones. Los sistemas pueden ayudar en la estabilidad transitoria inicial (<1 segundo), en el amortiguamiento de oscilaciones de potencia, la estabilidad de tensiones y el control de la frecuencia.

Estabilidad transitoria Al contrario que las líneas de transporte en CA, que sólo son un medio para transportar la perturbación, un enlace VSC puede modular su potencia activa para que contrarrestre dicha perturbación.

Por ejemplo, un enlace VSC puede retardar las aceleraciones de las máquinas a través de subidas y bajadas de potencia dependiendo de la dirección del flujo de potencia previo. Durante la falta, es posible utilizar toda la capacidad de transporte del enlace para limitar dichas aceleraciones.

Amortiguación de las oscilaciones de potencia Utilizando una señal de retroalimentación, como puede ser la medida del flujo de potencia de una línea, puede alimentarse un esquema de control de oscilaciones. Gracias a las posibilidades del VSC, estos esquemas pueden ser implementados, tratando de modular las tensiones y/o potencias que aumenten la amortiguación de las oscilaciones.

Estabilidad de tensiones Un enlace VSC puede mejorar la estabilidad de tensiones de varias maneras. Sus convertidores pueden operar como un condensador estático SVC[18] o un STATCOM[19] durante y después de una falta, puede mejorarse la estabilización dinámica de tensiones y la variación de tensiones puede minimizarse. Esto ayuda en gran medida a una recuperación del sistema y reduce los impactos sobre cargas sensibles.

Control de frecuencia Los controles de potencia activa pueden añadir o sustraer potencia desde la potencia consigna de forma proporcional a la variación de la frecuencia. Con un control adecuado, se pueden minimizar las desviaciones de frecuencia durante el estado estacionario y durante un régimen transitorio.

La capacidad de poder alimentar a sistemas aislados sin generación, permite no sólo alimentarlo, sino que puede asistir a la generación propia durante el periodo de puesta en servicio completo.

[18] Static Var Compensator
[19] STATic COMpensator

2.6.5 Fiabilidad y disponibilidad

La configuración básica de un sistema VSC es la bipolar, pero el fallo de un polo obliga a la parada de todo el sistema. En donde es esencial tener al menos un 50 % de la potencia disponible siempre, o si se trata de una interconexión de gran potencia, se puede dividir la interconexión en dos estaciones de conversión asimétricas, de manera que el polo negativo de la primera se conecta con el positivo de la segunda estación. El nudo común se conecta a tierra, y se puede establecer un cable de media tensión como retorno metálico.

Las mismas consideraciones de diseño y proyecto que se describieron para los sistemas HVDC convencionales son aplicables a los sistemas VSC. El fabricante ABB, el único con sistemas VSC (PWM) instalados hasta la fecha, tiene disponible estadísticas de paradas forzadas y de mantenimiento, así como la disponibilidad de la interconexión.

Para un enlace HVDC VSC-PWM, los datos de fiabilidad típicos son:

- Tasa de paradas forzadas 1-2 paradas/año
- Indisponibilidad forzada del 0.3-0.5 %
- Indisponibilidad programada $<$0.4 %
- Disponibilidad $>$99.0 %

Si se comparan estos datos con los de HVDC convencional monopolar, se observa que aumenta en casi un punto porcentual su disponibilidad, también el número de paradas forzadas anuales se reducen a 1 ó 2. Es previsible por tanto, que si se solicitan enlaces asimétricos (configuración topológica similar a HVDC-LCC bipolar), la disponibilidad sea virtualmente completa.

2.6.6 Pérdidas y costes

Los sistemas HVDC VSC, gracias a su capacidad de control de tensiones y de potencia reactiva, al trabajar en paralelo con una línea CA, permite un aumento de la potencia transportable, y por tanto minimiza las pérdidas del conjunto.

Tal y como se vio para la HVDC convencional, las pérdidas en los cables para corriente continua se deben casi únicamente a la resistencia propia del conductor. Las pérdidas totales de transporte dependerán por tanto de la longitud total de la línea.

Según [120], las pérdidas por estación de conversión son aproximadamente del 1.6 % a la potencia nominal, en standby, las pérdidas se aproximan a un 0.2 %. La contribución sobre las pérdidas se deben mayoritariamente a la electrónica de potencia, los IGBTs absorben un 70 % de las pérdidas totales, un 13 % se deben a las pérdidas en el transformador, algo menos de un 1 % se deben a las reactancias del convertidor, y lo restante se distribuye entre los filtros y los servicios auxiliares.

Es destacable que, frente a la HVDC convencional, los elementos que hacen incrementar las pérdidas son los IGBT, el resto de componentes tienen unas pérdidas totales similares al HVDC clásico. Por tanto, el eje de innovación en estos sistemas se centran en disminuir las pérdidas en los conmutadores IGBT.

En [120] se muestran dos ejemplos de transportes HVDC-VSC-PWM, en donde se detallan las pérdidas totales:

- Un sistema a ±150 kV, 350 MW y con 100 kilómetros de longitud, tiene unas pérdidas aproximadas de 4.6 % a potencia nominal.
- Un sistema a ±300 kV, 1000 MW y con 200 kilómetros de longitud, tiene unas pérdidas aproximadas de 4.9 % a potencia nominal.

Si se compara con los transportes ya estudiadas, se ve que las pérdidas en ésta son elevadas. Teniendo en cuenta los costes que ahora se detallan, es un medio caro en inversión y caro en operación. Sin embargo, las claras ventajas que ofrece, les permite ser usadas en campos de aplicación específicos, como es en el caso de este estudio, el transporte submarino.

El coste de cada estación de conversión es de 0.11 M€/MW (para estaciones de potencias mayores a 100 MW). El tendido submarino de los cables tiene un coste de 0.2 M€/km por cada par de cables. Los cables utililizados de XLPE tienen un coste de 0.3037 M€/km por par de cables (220 MW), y 0.4453 M€/km por par de cables (350 MW). Estos datos se han obtenido de [52].

Si se comparan los cables de HVDC convencional, se puede comprobar que los costes de los de VSC son bastante menores, esto se debe a que se utiliza el aislamiento XLPE, mucho más baratos de producir que los impregnados en aceite. Las estaciones de conversión son también más caras, un 35 % más.

2.7 Conclusiones

Una vez se han repasado con meridiana profundidad cada una de las posibles formas de transportar la energía eléctrica, se está en disposición de poder valorar cada opción de interconexión. Todos los aspectos expuestos para cada tecnología de tranporte son importantes. Cada una de ellas tiene su nicho de mercado, como se ha podido comprobar a lo largo del desarrollo del capítulo.

En el caso que compete a este estudio, en donde la mayoría de las líneas de transporte a proponer son submarinas, todas las tecnologías de transporte son comparables. Todas tienen sus puntos fuertes y débiles, y de todos ellos tienen mayor importancia los aspectos económicos y de fiabilidad. Se ha elaborado una tabla comparativa, tabla 2.2, resumen del capítulo, en donde se confrontan todos los aspectos que se han analizado de cada tipo de transporte.

Aspecto	HVAC	HVDC LCC-CSC	HVDC VSC-PWM	HVDC VSC-MMC
Estado de la tecnología	Madura. Muchos fabricantes.	Madura. Pocos fabricantes de convertidores.	En proceso de maduración. Un sólo fabricante, ABB.	Comenzando. Un sólo fabricante, SIEMENS.
Terminales	Subestaciones convencionales o blindadas.	A medida. Necesidad de gran superficie, p.e. 100 m x 100 m para 200+200 MW	Modular. Dimensiones un 25-50 % menores que LCC.	Modular. Dimensiones un 30-60 % menores que LCC.
Línea de transporte	Aéreo y subterráneo: 3 conductores por circuito. Submarino: 3 cables por circuito + 1 reserva.	1 ó 2 cables por circuito.	1 ó 2 cables por circuito.	1 ó 2 cables por circuito.
Longitud	Limitada según tensión y tipo de instalación.	No hay limitación	No hay limitación	No hay limitación
Potencia activa	Limitada por la capacidad de transporte y longitud. No controlable directamente.	Limitada por la capacidad de transporte. Controlable.	Limitada por la capacidad de transporte. Controlable.	Limitada por los conductores. Controlable.
Potencia reactiva	Generación o consumo de reactiva según el grado de carga.	Necesita compensación, la reactiva supone un 55 % de la activa.	Control de reactiva dependiendo de la tensión de la red.	Control de reactiva dependiendo de la tensión de la red.
Compensación	Depende del tipo y tamaño de línea.	Siempre, en terminales.	No.	No.
Armónicos	No, elemento pasivo y lineal.	Sí, necesidad importante de filtración. Armónicos $k = np \pm 1$, $n \in \mathbb{N}$, $p =$ pulsos convertidor (6 o 12), corrientes armónicas $I_k = \frac{\sqrt{6}}{n\pi} I_{DC}$	Sí, menor que LCC.	Sí, menor que VSC-PWM.
Transformación	Depende de la tensión de transporte.	Sí, con regulador de tomas en carga.	Sí, con regulador de tomas en carga, aunque depende de proyecto.	Sí, con regulador de tomas en carga, aunque depende de proyecto.
Coste inversión	Coste de las líneas y transfomador, en su caso.	Coste de los convertidores, filtro, compensación, transformador y línea.	Coste de los convertidores, filtro, transformador y línea.	Coste de los convertidores, transformador y línea.
Pérdidas	3-5 % a potencia nominal	1.6 % + líneas a potencia nominal	3.2 % + líneas a potencia nominal	<3.0 % + líneas a potencia nominal
Fiabilidad	Muy alta. Componentes robustos y muy conocidos.	Alta. Componentes robustos y redundancia. Disponibilidad: 99.9 % bipolar, 98.5 % monopolar.	Alta. Componentes robustos y redundancia. Disponibilidad: 99.0 %.	No hay experiencia. El fabricante estima 4-5 paradas anuales.

Tabla 2.2: Tabla comparativa de tecnologías

Capítulo 3

Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

Este capítulo describe todo aquello relacionado con los cables submarinos para el transporte de energía eléctrica. Se comienza haciendo una revisión histórica de los cables submarinos, haciendo énfasis en las instalaciones de potencia. A continuación, se describe cómo es la hoja de ruta a seguir para llevar a cabo un proyecto de este tipo. Se sigue con la descripción del proceso de tendido de los cables submarinos de potencia. Se continúa realizando una revisión detallada de todos los elementos asociados a los cables submarinos de energía eléctrica, para luego describir las distintas configuraciones que pueden establecerse. En el siguiente apartado se muestra la normativa y recomendaciones utilizadas para la construcción e instalación de éstos. En el penúltimo apartado se muestran distintos resultados estadísticos acerca de las tasas de fallo de los cables submarinos de distintos tipos. Se termina describiendo cuáles son las limitaciones actuales en cuanto a las instalaciones de cables submarinos de potencia.

3.1 Introducción

La historia de las instalaciones de cables submarinos comienza alrededor de 1840 con la puesta en servicio de cables para comunicaciones telegráficas en ríos y bahías. Con la tecnología aplicable en la época, resultaban poco fiables y limitados en vida útil. En 1847, se consiguió recubrir con gutapercha los conductores de cobre, obteniendo un perfecto aislamiento. Ello permitió a los hermanos Brett intentar salvar el canal de la Mancha para unir telegráficamente Gran Bretaña y Francia. Lo consiguieron en Agosto de 1850 con ayuda de un remolcador que tendio un cable entre el cabo Southerland, en Inglaterra, y el cabo Gris-Nez en Francia.

Casi seis décadas después, en 1898, se instaló el primer cable submarino de energía eléctrica en Gowanus Canal, en la ciudad de New York. En las décadas siguientes, las aplicaciones para éstos siguieron estando en ríos y canales, destancando las instalaciones que en 1908 se realizaron en el Canal de Panamá. Hasta 1954 no se produjo un avance significativo en este tipo de aplicaciones, se instalaron 100 kilómetros de cable submarino de energía eléctrica para conectar la isla de Gotland con la Suecia continental, en lo que sería también el primer sistema de transporte de energía eléctrica HVDC.

Hoy en día, los grandes océanos están plagados de cables submarinos de telecomunicaciones: ancianos cables telegráficos, viejos cables telefónicos y los recientes cables de fibra óptica. Mientras tanto, las instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica siguen teniendo su principal aplicación en el cruce de ríos y estrechos, pero desde el inicio de la década de los 90 se plantean proyectos más ambiciosos de interconexión de islas gracias a una mejora de las tecnologías involucradas, tanto en cables y su tendido, como en el transporte de potencia.

En la figura 3.1 se muestra una cronología en cuanto a las novedades más importantes en cables submarinos, destacándose los cables submarinos de energía eléctrica, pero sin olvidar los cables de telecomunicaciones.

Año	Instalación
1847	Cables telegráficos tendidos en ríos y bahías con una vida muy limitada. Se mejoró con el uso de gutapercha como aislante.
1850	Primer enlace telegráfico internacional, Inglaterra - Francia. En los años posteriores se tendieron otros cables internacionales entre países europeos, y entre países americanos.
1858	Primer cable transatlántico tendido entre Irlanda y Newfounland, falló 26 días después de su instalación y se tendió uno nuevo en 1866.
1884	Primer cable telefónico submarino tendido entre San Francisco y Oakland
1898	Primer cable submarino de energía eléctrica tendido en Gowanus Canal, New York City
1908	Cables submarinos de energía eléctrica y comunicación tendidos en el Canal de Panamá
1944	Las islas Frisian se conectan a la red de Alemania a través de un cable submarino a 20 kV.
1954	Primer enlace HVDC[1] con cables submarinos impregnados en masa viscosa MI[2], hicieron posible la transporte de 20 MW de energía eléctrica a través de 100 kilómetros de cable a 100 kV entre la isla Gotland y la Suecia continental.
1956	Cable submarino de mayor tensión que unió British Columbia - Vancouver, a 132 kV en corriente alterna, con una profundidad máxima de 163 metros y de 25 kilómetros. Cables sin juntas más largo hasta dicha fecha.
1956	Invención de los repetidores en los años 40 y su posterior uso en el cable TAT-1. Este cable fue el primer cable telefónico transatlántico.
1961	Cable submarino de potencia entre Reino Unido - Francia, con una longitud de 64 kilómetros, a 200 kV en corriente continua y 160 MW.
1964	Cable submarino de energía eléctrica entre Cerdeña - Córcega, usaba transporte en continua a 200 kV, una longitud total de 119 kilómetros y alcanzaba una profundidad máxima de 500 metros.
1973	Primer cable submarino con aislamiento XLPE extruido, tendido entre la isla finesa de Åland y Suecia. Su longitud es de 55 kilómetros, a una tensión de 145 kV.
1973	Cable submarino en corriente alterna a mayor tensión, 420 kV, conectando síncronamente Dinamarca y Suecia. Su longitud es de 8.5 kilómetros y usa aislamiento LPOF[3].
1984	Primer cable de fibra óptica, tendido entre Gran Canaria - Tenerife, OPTICAN-1
1986	Primer cable de fibra óptica internacional, une Bélgica - Reino Unido.
1988	Primer cable transoceánico de fibra óptica, TAT-8.
1994	Cable submarino de energía eléctrica más largo y más potente, interconectando Alemania - Suecia. Tiene una tensión de 450 kV, con transporte en continua para una potencia máxima de 600 MW.

Tabla 3.1: Continúa

[1] High Voltage Direct Current
[2] Mass Impregnated
[3] Low Pressure Oil Filled

Año	Instalación
1997	Cable submarino de energía eléctrica tendido a mayor profundidad, 610 metros, entre España - Marruecos. Trabaja a 400 kV en corriente alterna, con un aislamiento FF[4] y con una longitud de 27 kilómetros
1997	Cable submarino de energía eléctrica tendido a mayor profundidad, 850 metros, en el Golfo de Aqaba. Tensión del cable 420 kV en corriente alterna, con un aislamiento FF y con una longitud de 13 kilómetros
2000	Cable submarino más largo del mundo que une la Isla de Man con Inglaterra, 106 kilómetros. Tiene una potencia de 40 MW, y trabaja a una tensión de 90 kV.
2001	Cable submarino de energía eléctrica tendido a mayor profundidad, 1000 metros, entre Italia - Grecia. Tiene una longitud de 160 kilómetros y usa aislamiento MI, su tensión de servicio es 400 kV y se trata de una interconexión HVDC convencional.
2002	Primer cable submarino para tecnología HVDC-VSC[5], instalado en Estados Unidos y que une New Haven y Long Island, New York. Tiene una longitud de 40 kilómetros, a una tensión de 150 kV con una capacidad de transporte de 330 MW.
2004	Cable submarino tripolar sin juntas más largo del mundo, 50 kilómetros, peso en aire de 84 kg/m. Conecta el campo de extracción de crudo Abu Safah con la red de Arabia Saudita, el cable trabaja a 115 kV (100 MVA) y la profundidad máxima es de 33 metros.
2006	Cable submarino con aislamiento XLPE a mayor tensión, 420 kV. Conecta la isla Gossen con la planta de procesamiento de gas de Ormen Lange, el trazado presenta una profundidad máxima de 210 metros.
2008	Cable submarino de energía eléctrica más largo del mundo entre Holanda - Noruega (NorNed), 580 kilómetros. Con una potencia de 700 MW también se convierte en uno de los más potentes, trabaja a 450 kV de tensión en corriente continua.
2009	Cable submarino de energía eléctrica a gran profundidad, 1600 metros, que interconecta Cerdeña (isla) - Lazio (península itálica) (SAPEI). Se trata de una interconexión HVDC convencional bipolar sin retorno metálico de 2×500 MW.
2011	(en proyecto) Cable submarino de energía eléctrica a gran profundidad, 1485 metros, que interconecta Mallorca con la península ibérica. Se trata de una interconexión HVDC convencional bipolar con retorno metálico de 400 MW.
2011	(en proyecto) Cable submarino de energía eléctrica en corriente alterna con mayor longitud Mallorca - Ibiza, 117 kilómetros. La tensión de trabajo es de 132 kV y tiene aislamiento FF.

Tabla 3.1: Cronología de hitos en instalaciones de cables submarinos

Las aplicaciones de los cables submarinos de energía eléctrica han ido ampliándose conforme ha ido avanzado la tecnología del cable y su instalación.

Hoy en día, muchas islas están conectadas a las redes continentales, o bien conectadas entre sí, para conformar un sistema de mayor tamaño, con las ventajas que ello conlleva, ver sección 1.2. En la tabla anterior no se añadió un proyecto que aun estando cualificado, no se realizó, la interconexión de las islas de Maui-Hawaii, cuya profundidad máxima alcanzaba los 2000 metros, [7].

[4] Fluid Filled
[5] Voltage Source Conversion

Muy recientemente, se proyectan trazados submarinos para conectar las instalaciones en alta mar a los sistemas eléctricos continentales, como son las plantas de producción de petróleo y gas, o los parques eólicos offshore.

Las plantas de producción requieren de los llamados umbilicales, tuberías en donde se sitúan circuitos hidráulicos, neumáticos y/o eléctricos, que alimentan equipamientos situando en el lecho marino. También puede requerirse que sean dinámicos, es decir, el cable debe tener cierta resistencia a la fatiga provocada por los cambios de posición. El sistema eléctrico que montan dichas plataformas es en media tensión, y los umbilicales han alcanzado profundidades de 2300 metros. Los proyectos realizados más interesantes son: Shell Nakika (profundidad de 2300 metros), BP Atlantis (profundidad de 2150 metros), Petrobras Roncador (profundidad de 2000 metros) y BP Thunder Horse (profundidad de 1890 metros). Ver figura 3.1.

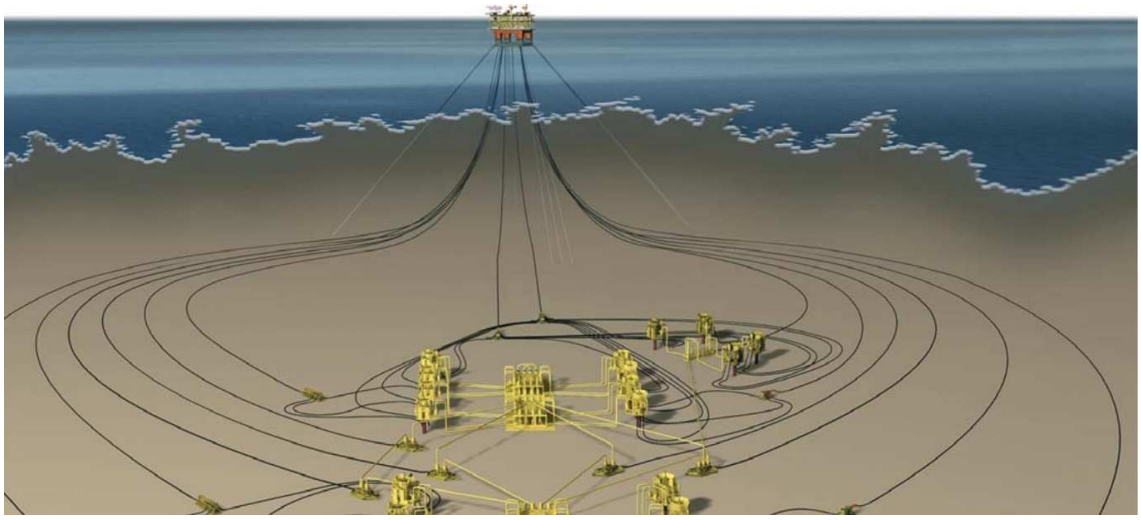


Figura 3.1: BP Atlantis, Golfo de México, profundidad 2150 metros, [122]

En el caso de parques eólicos offshore, los aerogeneradores se interconectan entre sí mediante cables tripolares de media tensión, y despúes en una subestación offshore, se interconecta a este parque con la red continental más cercana. Por el momento, aerogeneradores offshore sólo se instalan para profundidades muy pequeñas, del orden de 10-15 metros.

3.2 Instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica

Las instalaciones de cables submarinos de energía eléctrica son topológicamente sencillas, constituyen la conexión de dos nudos eléctricos. Sin embargo, los elementos centrales de la instalación, los cables, están sometidos a multitud de esfuerzos, por orden de severidad: mecánicos, químicos, térmicos y eléctricos.

Por ello, el diseño de los cables submarinos de energía eléctrica es muy particular en lo que respecta a los esfuerzos mecánicos y a las agresiones químicas que debe soportar. A pesar de todo, el estado de la técnica permite la instalación de los cables con cierta garantía de vida útil y de reparación, pero a costa de un coste elevado.

El IEEE[6] ha publicado un estándar con referencia a las instalaciones de cables submarinos [63], en donde se muestran todas las consideraciones a tener en cuenta para el planeamiento, diseño, instalación y reparación este tipo de instalaciones.

[6] Institute of Electrical and Electronics Engineers

Durante la vida de los cables y sus juntas, si las tiene, las operaciones que deben soportar son:

- **Instalación.** Durante la instalación, los esfuerzos mecánicos, tanto estáticos como dinámicos, centran toda la atención de los cables. Ello depende de las características del lugar del tendido (batimetría y condiciones climatológicas) y los equipos de tendido (barco cablero y subsistemas, equipos de preparación del terreno y ROV[7]).
- **Explotación.** Durante la explotación, los cables deben soportar las agresiones químicas (corrosión), la presión estática exterior (presión hidrostática) e interior (cables rellenos de aceite), el desgaste mecánico (abrasión y ataques vida marina), la fatiga mecánica debida a los ciclos térmicos y los esfuerzos eléctricos (sobretensiones, cortocircuitos).
- **Reparación.** En las eventuales reparaciones, los cables sufren los mismos impactos que durante la instalación, pero con cierta vida útil ya consumida.
- **Recuperación.** Al final de su vida, las administraciones pueden solicitar la restauración del medio marino. En su caso, el cable debe poder ser extraído con el equipamiento existente.

De todo ello se extrae que los datos del medio marino son tan cruciales como los datos de los sistemas eléctricos que los cables submarinos conectan. No es deseable que por una falta de información acerca del fondo marino, tanto información física como química o biológica, un proyecto que puede costar varios millones de euros pueda retrasarse, quedar con una vida útil limitada, o lo que es peor aún, quedar inservible por un fallo de diseño.

Debido a esto, el número de fabricantes de cables submarinos para aplicaciones de transporte de energía eléctrica es limitado. Se trata de un campo muy especializado, en donde la experiencia de cada fabricante va marcando las limitaciones de los proyectos actuales. En el campo de la distribución de energía eléctrica el número de fabricantes se incrementa, ya que este tipo de instalaciones tienen solicitaciones menos severas (cruce de ríos, lagos, etcétera).

Los pasos principales a seguir para llevar a cabo un proyecto de instalación de cables submarinos son los siguientes:

- **Propuesta.** Definición por parte del cliente de los puntos de interconexión, la potencia, forma de transporte de la energía y tensión de la línea submarina. Si se trata de una interconexión internacional, pueden entrar en juego varios clientes y administraciones públicas.
- **Análisis cliente-proveedores.** Realimentación de información entre fabricantes y cliente para llegar a la solución más adecuada, permitiendo definir finalmente los parámetros básicos del cable. En esta fase se eligen las rutas submarinas en principio adecuadas a través de datos generales del fondo marino: batimetrías previas, cables y/o tuberías existentes, usos del espacio marítimo, protección medioambiental, actividades militares, etcétera. El objetivo es observar las limitaciones del proyecto, y ver si el estado de la técnica es suficiente como para llevarlo a cabo. En el caso de los cables o tuberías existentes, hay que contactar con los propietarios de éstos.
- **Decisión.** Una vez en este punto, si el fabricante ve factible el proyecto, y sus especificaciones casan con las necesidades iniciales del cliente, se procede a los estudios de campo acerca del medio marino, para verdaderamente conocer el medio por el que van a transcurrir los cables.

[7] Remote Operated Vehicle

- **Estudio del medio.** El estudio marino comprende un análisis detallado de la batimetría, la estructura del suelo y subsuelo, inspección visual, toma de muestras de suelo y agua, y vida marina. Esto permite establecer un mapa submarino tan detallado como el que podemos tener sobre el nivel del mar, permitiendo establecer los parámetros de diseño definitivos del cable.
- **Rutas submarinas definitivas.** Con el mapa detallado se elige una ruta bien definida, en donde se evitan los accidentes marinos, como cañones, acantilados, zonas rocosas, etcétera. Más que una ruta, cabe hablar de un pasillo o corredor de un ancho determinado.
- **Permisos.** En este momento se realiza el proyecto básico y el estudio de impacto ambiental, los cuales permiten la obtención de los permisos administrativos y los derechos de paso.
- **Pruebas de diseño y obras preliminares.** Una vez el cable está diseñado, se realizan ensayos, tanto mecánicos como eléctricos, que determinan si el diseño del cable es apto para el proyecto. Si los cables pasan los ensayos, se envían los parametros eléctricos reales de los cables para que los operadores de las redes puedan terminar de definir los terminales. Asimismo, se establece un calendario de acciones para la instalación del cable, reserva de barco y equipos, aviso a navegantes, etcétera.
- **Construcción de cables y terminales y pruebas de rutina.** Se procede a la construcción de los cables, juntas y elementos necesarios para la línea submarina. Se realizan sobre éstos las pruebas de rutina. Al mismo tiempo se ha de silicitar los otros elementos de las terminales, en coordinación conjunta. Lo habitual es tener terminadas las terminales antes que instalado el cable.
- **Carga del material.** El barco cablero elegido se traslada hasta el puerto de carga, se cargan los cables desde bobinas o se bobinan en el propio barco.
- **Traslado hacia la costa de partida.** Desde una distancia de 1-2 kilómetros se descarga una longitud equivalente de cable hasta la orilla y se fija al terminal de empalme subterráneo/submarino. Para ello se utilizan flotadores que soportan el cable a cota 0 sobre el nivel del mar.
- **Tendido y preparación.** Se procede al tendido del cable a una velocidad de crucero adecuada a las condiciones meteorológicas y batimétricas. Si se decide enterrar el cable, puede hacerse una zanja previa, o bien enterrarlo posteriormente con un dispositivo de inyección de agua a presión.
- **Terminación en la costa de llegada.** Operación inversa a la operación de partida.
- **Pruebas tras la instalación.** Se llevan a cabo las pruebas una vez instalado el cable.
- **Puesta en marcha.** Si todas las pruebas previas son satisfactorias, se procede a la puesta en operación de la línea.

Un estudio detallado acerca de los procedimientos en la instalación y reparación pueden encontrarse en [125]. Para este estudio, como primera etapa en el proceso mostrado anteriormente, basta conocer qué características limitantes impone el proceso de instalación, y el estado y perspectivas de la técnica en cuanto a cables submarinos de energía eléctrica.

3.3 Instalación del cable submarino

La instalación de un cable submarino se puede dividir en tres etapas: pre-tendido, tendido y post-tendido.

- **Pre-tendido.** Consiste en preparar el terreno para la llegada del cable. Se realiza cuando es necesario abrir zanjas sobre terreno rocoso o cuando hay que proteger otros cables submarinos ante un cruzamiento.
- **Tendido.** Consiste en situar el cable en el lecho marino. El cable puede situarse directamente en el suelo submarino, puede cubrirse mediante células de acero de protección, o puede tenderse y enterrase simultáneamente mediante un equipo inyector de agua.
- **Post-tendido.** Consiste en enterrar el cable y/o protegerlo mediante elementos de acero u hormigón.

3.3.1 Pre-tendido

Es muy importante dotar al cable con la protección adecuada, especialmente en aguas costeras, en donde la actividad humana genera mayores probabilidades de avería. En estas zonas, normalmente rocosas, es siempre recomendable enterrar el cable a como mínimo 1 metro de profundidad.

Para ello se utiliza un equipo cortador de rocas, figura 3.2, que abre una zanja en el suelo en donde se puede situar el cable. Tras la instalación del cable se procede al relleno de dicha zanja con material arenoso, y en algunos casos con prefabricados de hormigón. Se pueden utilizar aparejos similares a los usados en la agricultura, como es el arado, para suelos desagregados lo suficiente.

Figura 3.2: Cortador suelo rocoso y zanja abierta (prof. máx. 150 metros), [121]

Cuando en el trazado del cable se produce cruzamientos con otros cables o canalizaciones, se debe asegurar que tanto en la operación como en las posibles reparaciones no se vean afectados ninguno de los elementos. Para ello se suele colocar una estructura de hormigón o acero encima del cable o elemento inferior. Ver figura 3.3.

3.3.2 Tendido

El proceso de tendido se puede subdividir a su vez en tres: salida de la costa, tendido, y llegada a la costa.

Figura 3.3: Protección de otros cables y canalizaciones, [122]

En la llegada y en la salida de la costa se utiliza una embarcación pequeña para transportar el cable desde el barco nodriza hasta la orilla. Para ello se disponen elementos flotadores en el cable, que facilitan el arrastre del cable. En estas etapas inicial y final el cable sufre solicitaciones mecánicas despreciables con respecto al tendido principal.

En suelos rocosos de poca profundidad, normalmente costeros, en vez de abrir una zanja en la etapa pre-tendido, se puede proteger el cable con células de acero, ver figura 3.4.

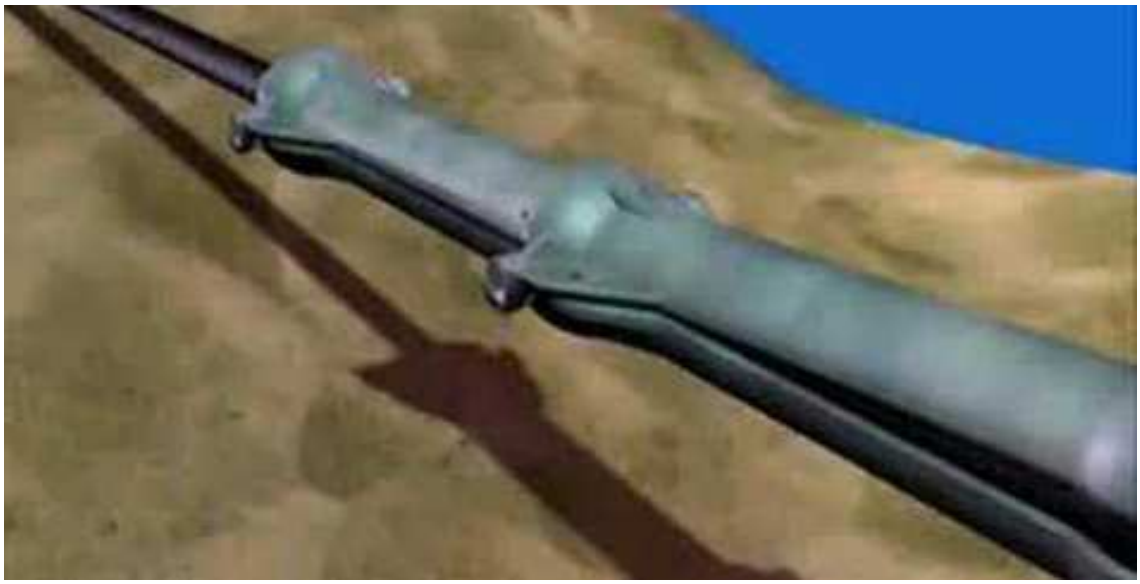


Figura 3.4: Células de protección de acero, [122]

En el proceso de tendido principal es donde el cable sufre las mayores solicitaciones mecánicas. En la figura 3.5 se muestran los elementos y parámetros principales en el proceso de tendido.

3.3.2.1 Barco cablero

Está equipado con un conjunto de elementos que limitan la capacidad de instalación de los cables, y además los someten a esfuerzos durante la instalación:

- El barco se caracteriza por tener una carga de pago máxima, que limita el peso de cable que puede tener en la bobina, 7000 toneladas en los dos mayores barcos cableros: C.S. Skagerrak y C.S. Giulio Verne.

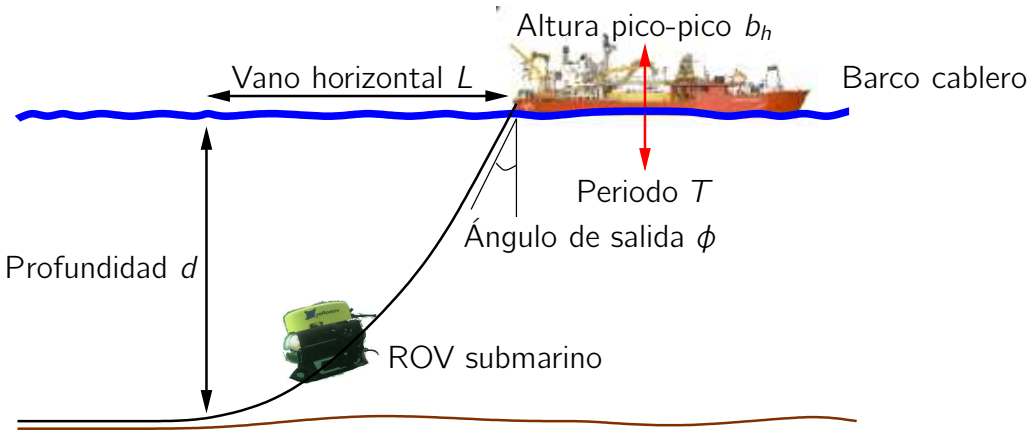


Figura 3.5: Elementos y parámetros principales en el tendido del cable, [122]

- La bobina en donde se carga el cable tiene unas dimensiones dadas: diámetro interior, diámetro exterior y altura; que limitan el volumen de cable que se puede cargar.

- El mecanismo de tendido tiene como elemento limitante el tiro máximo $T_{\text{máximo barco}}$ que son capaces de soportar los motores de arrastre o frenos, 50 toneladas (491 kN) en los dos mayores barcos. Los frenos realizan su función ejerciendo fuerzas laterales sobre el cable a través de ruedas o cintas, convirtiendo en fuerzas de rozamiento las fuerzas normales. Un buen coeficiente de rozamiento es necesario para no ejercer mayores presiones de aquellas para las que se diseñó el cable.

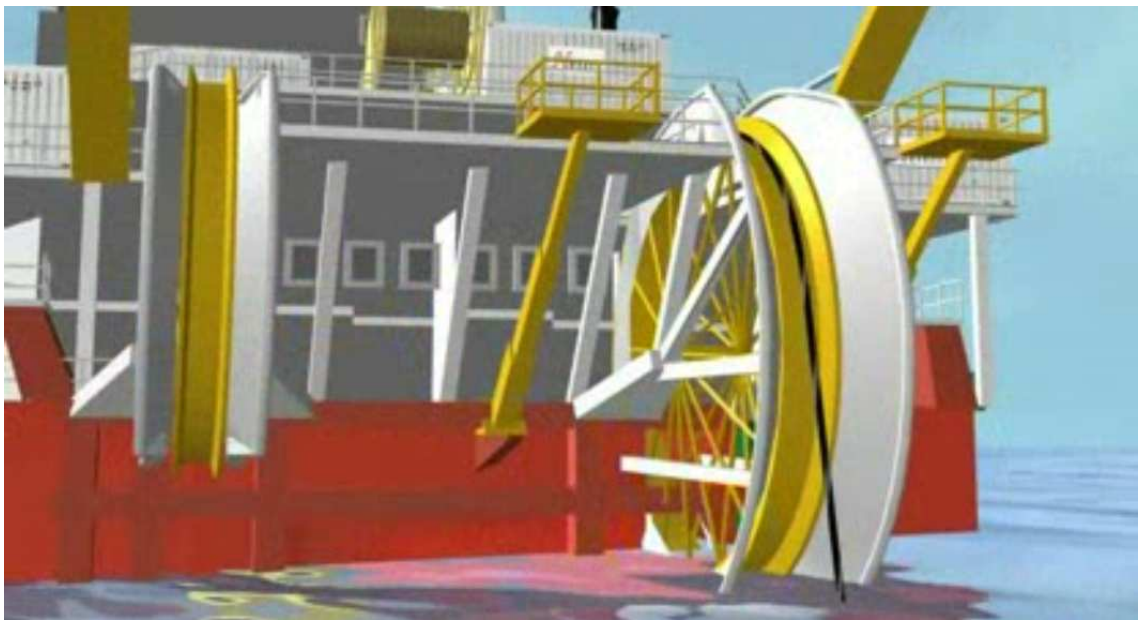


Figura 3.6: Polea de radio R, salida del cable

- La polea de radio R de salida del barco lleva a cabo el cambio de dirección del cable, desde la horizontal, en donde se sitúan los frenos, hasta el ángulo de salida resultante, ver figura 3.6. El cambio de dirección provoca la aplicación de una fuerza por unidad de longitud, radial con respecto a la polea, y transversal con respecto al eje del cable.

Dicha fuerza se denomina en inglés SWP[8], y es igual a:

$$\text{SWP} = \frac{\mathrm{d}T_{\text{radial}}}{\mathrm{d}L_{\text{contacto}}} = \frac{T_{\text{tangencial}} \sin \mathrm{d}\phi}{R\mathrm{d}\phi} = \frac{T_{\text{tangencial}}}{R} \quad \left[\frac{\text{N}}{\text{m}}\right] \tag{3.1}$$

Cable Es el elemento fundamental del tendido, y se caracteriza por un diámetro exterior D_{exterior}, masa m kg/m y peso en agua de $P_{\text{cable en agua}}$ N/m.

Vano del cable Entre el punto de llegada al fondo marino y el punto de salida en la polea del barco hay un vano vertical l, similar a la profundidad d si se desprecia la pequeña porción de cable que no está en el agua. Entre el punto de llegada al fondo marino y el punto de salida en la polea del barco hay un vano horizontal L.

3.3.2.2 Esfuerzos debidos al peso propio

Con el barco y sus sistemas a velocidad constante, el comportamiento del cable es análogo al problema de un hilo en equilibrio. La curva que describe aproximadamente el cable es una catenaria con un ángulo de salida ϕ (extremo superior) y toca el lecho marino tangencialmente. El control del tendido se realiza observando principalmente este ángulo de salida, cuyo valor oscila entre 10-30°.

A partir del ángulo de salida ϕ, se determinan la tensión estática máxima que soporta el cable $T_{\text{est. máxima cable}}$, que aparece en el punto de salida del barco, y la tensión estática mínima $T_{\text{est. mínima cable}}$, que se sitúa en el punto de llegada al lecho marino [125, página 206]. Siendo a el parámetro de la catenaria y s su longitud:

$$\text{Cociente: } \frac{L}{a} = \operatorname{arcsinh}(\cot\phi)$$

$$\text{Parámetro de la catenaria: } a = \frac{d}{\cosh\left(\frac{L}{a}\right) - 1} \quad [\text{m}]$$

$$\text{Longitud de la catenaria: } s = a \cdot \sinh\left(\frac{L}{a}\right) = a \cdot \cot\phi \quad [\text{m}]$$

$$\text{Tensión estática mínima: } T_{\text{est. mínima cable}} = a \cdot P_{\text{cable en agua}} \quad [\text{N}]$$

$$\text{Tensión estática máxima: } T_{\text{est. máxima cable}} = (a + d) \cdot P_{\text{cable en agua}} \quad [\text{N}]$$

$$\text{Radio de curvatura en el fondo: } R_{\text{fondo}} = a\cosh^2\frac{L}{a} \quad [\text{m}]$$

3.3.2.3 Esfuerzos debidos al medio marítimo

Dada la baja velocidad en la instalación del cable, 2 nudos ($T_{\text{máximo barco}} = 491$ kN) y 5 nudos ($T_{\text{máximo barco}} = 196$ kN), las fuerzas hidrodinámicas durante la instalación son despreciables frente al peso propio y las oscilaciones del barco (nótese que 1 [nudo] = 0,51 [m/s]). Aunque esto es así a efectos de cálculo, como ya se supuso para el cálculo debido a esfuerzos propios, durante la instalación a velocidad horizontal constante y sin oscilaciones verticales en el barco,

[8] Side Wall Pressure

la inmersión del cable en el mar conlleva una disminución del peso aparente del cable debido a la resistencia hidrodinámica vertical.

Se ha desarrollado un ejemplo a modo ilustrativo, de forma que se puedan comprobar dichas apreciaciones. La velocidad del barco se ha supuesto de 2 nudos (1 m/s), el ángulo de salida del barco es de 20°, y la profundidad es de 1000 m. El diámetro exterior del cable es de 12 cm, y a efectos de cálculo de la resistencia se supone un cilindro de coeficiente de rozamiento variables según el número de Reynolds calculado [124, página 480]. Se han dibujado las catenarias correspondientes a un instante inicial, un instante intermedio, y el instante final cuando el elemento superior llega al lecho marino. Asimismo, se han dibujado las trayectorias de varios puntos del cable que empiezan en la catenaria inicial y acaban en el lecho marino. Ver figura 3.7.

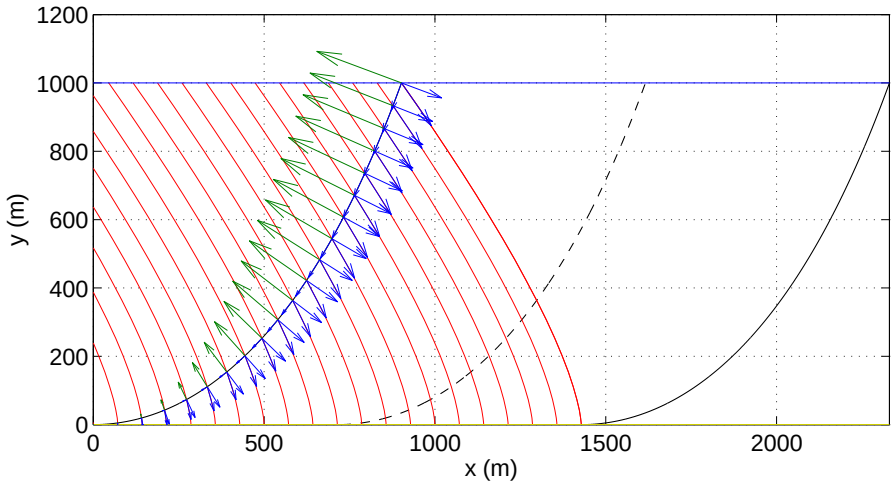


Figura 3.7: Trayectorias (líneas rojas), velocidades (vectores azules) y fuerzas hidrodinámicas (vectores verdes) en la instalación a velocidad y profundidad constantes

Se puede observar que la trayectoria seguida por cualquier elemento del cable es resultado del traslado de la catenaria y la velocidad del barco con respecto a tierra. La velocidad de cada elemento del cable es variable, siendo mayor en las cotas superiores y menor en el fondo, siendo nula en el punto de llegada. La componente perpendicular de la velocidad con respecto a la catenaria es la causante de la resistencia hidrodinámica. Las componentes horizontal y vertical de ésta generan un tiro horizontal adicional y una disminución del peso en agua del cable, respectivamente, ver figura 3.8. El peso en agua de los cables de energía eléctrica suele ser mayor de 200 N/m, con lo cual los valores de las resistencias 30-60 N/m, pueden despreciarse frente a la suma de esfuerzos debidos al propio peso y a las oscilaciones del barco.

En la instalación del cable también hay corrientes transversales a la dirección de tendido, con lo cual existen también fuerzas hidrodinámicas que modifican la paralelidad de la catenaria. A mayor profundidad existe una mayor influencia de estas corrientes en la modificación de la forma de la catenaria, sin embargo, éstas suelen ser más débiles con la profundidad. En el caso de las Islas Canarias, a pesar de las profundidades, las corrientes no superan los 0.2 m/s por debajo de los 100 metros de profundidad en alta mar, ver [47].

Las fuerzas hidroestáticas son importantes, aparecen tanto en instalación como en la fase de explotación. Si el cable descansa sobre el lecho marino, la fuerza hidrostática correspondiente (presión) depende de la profundidad:

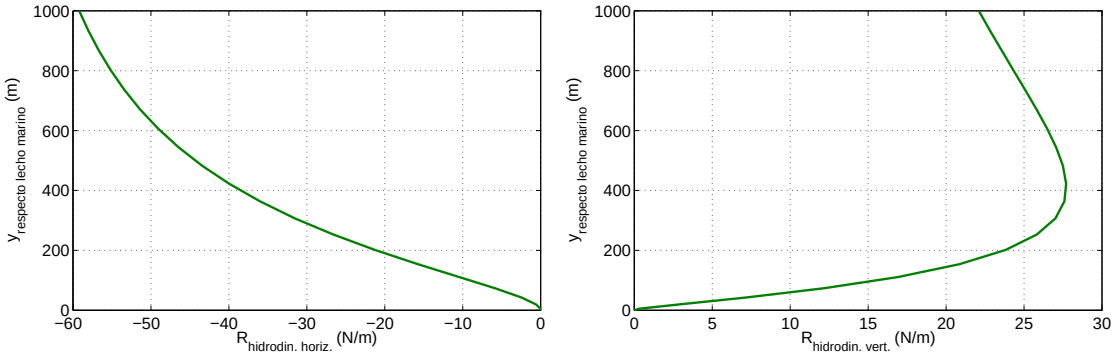


Figura 3.8: Resistencias hidrodinámicas en la instalación de un cable

$$P_{\text{hidroestática}} = \rho g d \quad \left[\frac{\text{N}}{\text{m}^2}\right] \tag{3.2}$$

Si está enterrado, dependiendo de la profundidad de enterramiento y la batimetría, puede considerarse o no el empuje del terreno, aunque este efecto suele ser despreciado frente al primero.

Debido a las condiciones marítimas, el barco oscila verticalmente, estando caracterizadas dichas oscilaciones por una altura pico a pico b_h, y un periodo T segundos. En [125, página 188] se aclara que estos valores deberían tomarse a partir de un estudio estadístico zonal, tomando como valores de diseño aquellos que ofrezcan suficiente margen de seguridad.

Las fuentes de estos datos, en ausencia de un estudio detallado, son los institutos meteorológicos. En los modelos meteorológicos se utiliza la altura de ola significativa H_s (pico a pico), que es la media del tercil superior de todos los datos. Si se supone que la altura de olas sigue la distribución de Rayleigh, como así relata [125], y sólo se tiene como dato la altura significativa, un valor adecuado para tomar en el diseño es $2H_s$.

Si se asume que el movimiento vertical es sinusoidal, la aceleración máxima resulta ser:

$$a_{\text{máxima}} = \frac{b_h}{2}\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right] \tag{3.3}$$

En [125] se recomienda un valor conservador de 6 m/s^2 en ausencia datos específicos. La fuerza dinámica máxima, que se da en el cable en el punto de salida del barco, será:

$$T_{\text{din. máxima cable}} = m \cdot s \cdot a_{\text{máxima}} \quad [\text{N}] \tag{3.4}$$

Siendo s la longitud real de cable sumergido.

3.3.2.4 Control visual del tendido

La llegada del cable al lecho marino es supervisado por un ROV submarino, permitiendo salvar obstáculos singulares y observar exactamente cómo se está dejando el cable en el fondo marino.

3.3.2.5 Medidas para la reducción de la tensión axial

Como se a visto, el peso aparente en agua del cable es fundamental porque provoca el propia aumento de tensiones en el cable, y porque conlleva llevar al límite a los equipos de instalación del barco. Se han encontrado dos medidas que puede mitigar este hecho, bien reduciendo el peso aparente en agua, o bien reducciendo la profundidad de instalación.

En la patente US 4.132.084 [55], se plantea la preinstalación de boyas ancladas al fondo marino, de forma que el cable se instala acoplándolo a éstas y luego dejándolo caer. El cable queda oscilante al medio marino y su movimiento limitado por el vano entre boyas y las corrientes. El autor de la patente propone que solamente sea utilizado para profundidades mayores de 300 metros, ya que hasta esta profundidad, las actividades humanas y la vida marina puede poner en riesgo habitualmente la integridad del cable. Véase figura 3.9.

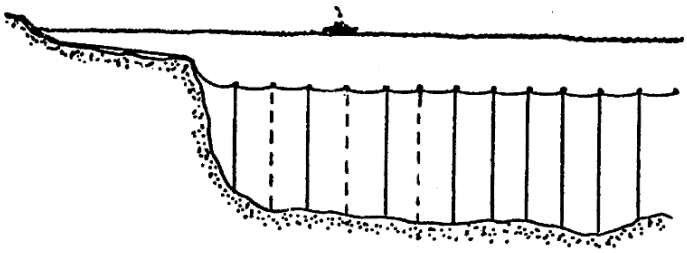


Figura 3.9: Imagen de patente US 4.132.084, [55]

En la patente US 4.659.253 [70], se plantea la instalación de elementos flotadores sujetos al cable. Durante el tendido, después de pasar por el tensionador del barco y antes de pasar por la polea de salida, se instalan estos elementos mediante un equipamiento adicional. El autor de la patente particulariza dos posibilidades, o bien instalar una capa de flotadores alrededor del cable, o bien acoplar una boya. Véase figura 3.10.

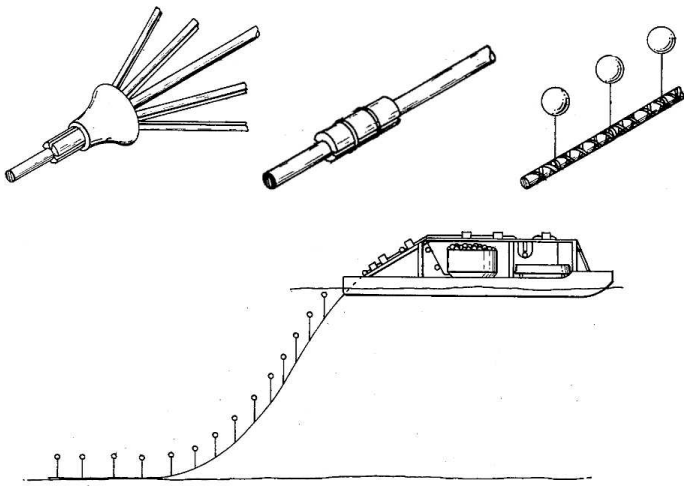


Figura 3.10: Imagen de patente US 4.659.253, [70]

3.3.3 Post-tendido

Una vez instalado el cable se pueden llevar a cabo diversas operaciones para mejorar la protección y vida útil del cable. Si éste no está enterrado en determinadas zonas, puede ser

cubierto por mantas de hormigón o por por planchas metálicas. Si aún estando enterrado, la profundidad del enterramiento es insuficiente para soportar la posible caída de anclas o equipo de pesca, se puede proceder a la instalación de placas de hormigón.

En las arribadas costeras es habitual abrir una zanja y poner cajones de hormigón, de forma que el cable quede en una galería submarina/subterránea en la zona de marea variable. Una vez instalado el cable en dicha galería se procede al tapado de la misma con placas de hormigón.

3.4 Elementos de los cables submarinos de energía eléctrica

Los elementos que forman los cables submarinos de energía eléctrica no son diferentes de los subterráneos, exceptuando la presencia de armaduras, que aportan resistencia mecánica, y capas específicas de protección contra el agua y difusión de humedad. Los elementos básicos son:

- **Conductor.** Elemento central por el que circula la energía eléctrica aprovechable. Puede ser de cobre, aluminio o aleaciones adecuadas. Proporciona resistencia mecánica y genera calor debido a sus pérdidas óhmicas.
- **Sistema de aislamiento.** Elementos que separan dos regiones a diferente potencial. Existen multitud de aislamientos, cada uno con sus ventajas e inconvenientes. En función de su factor de pérdidas libera calor, pero suele ser despreciable frente a las otras fuentes de calor del cable.
- **Cubiertas de bloqueo del agua.** Elementos de protección mecánica y química del aislamiento y conductores. Resisten las agresiones mecánicas que podrían introducir agua en el aislamiento, y bloquea la difusión de humedad.
- **Armadura.** Elemento resistente mecánico en instalación, reparación y recuperación, y protector durante operación. Consta de una serie de alambres que se disponen helicoidalmente a lo largo del eje del cable.
- **Capas exteriores.** Elementos que facilitan la instalación reduciendo el coeficiente de rozamiento, y que protegen las capas inferiores del contacto directo con el agua.

3.4.1 Conductor

Los conductores centrales de los cables submarinos de energía eléctrica están hechos de cobre, aluminio o aleaciones con éstos. A pesar de que el cobre sea más caro con respecto al aluminio en relación a la corriente que puede transportar para una misma sección, la mayoría de cables submarinos utiliza cobre porque también aporta mayor resistencia mecánica.

La estructura de la sección puede ser de múltiples formas:

- **Sección sólida.** Se utiliza un único tocho de material para toda la sección, pero sólo es práctico hasta 400 mm^2. La sección es circular normalmente, aunque se han utilizado secciones ovales en situaciones particulares. Pueden ser llenas o huecas. La norma industrial IEC-60228 aplica al diseño de estos conductores, y se denominan de clase 1.
- **Sección con alambres de cobre redondos.** La mayoría de los cables son de este tipo. Los alambres se posicionan en capas concéntricas. El conductor se comprime mediante

la acción de rodillos, obtiéndose secciones cuyo factor de relleno es del 92 %. La norma industrial IEC-60228 aplica al diseño de estos conductores, y se denominan de clase 2.

- **Sección con alambres perfilados.** Se conforma de distintos alambres con forma trapezoidal. De esta manera se consiguen factores de relleno del 96 %, e incluso más. El resultado es un conductor con una superficie muy lisa, lo que mejora las prestaciones del sistema de aislamiento.

- **Sección hueca para cables FF.** Los cables de sección hueca se utilizan para aquellos cables rellenos de aceite, FF, LPOF o SCFF[9], con aceite de baja viscosidad. Contienen un conducto central para permitir que el flujo de aceite pase entre terminales del cable, facilitando la expansión y el bombeo del mismo. Algunos diseños tienen una espiral metálica central que permite que los alambres no colapsen en el conducto central. Estas secciones pueden ser de alambres redondos, o más frecuentemente de alambres perfilados, eliminando la necesidad de la espiral. Si se utilizan cables perfilados, su superficie debe ser rugosa para permitir el flujo de aceite entre aislamiento y conducto central.

- **Sección segmentada Miliken.** Se conforma de alambres redondos, primero hilados en una dirección, y después empacados en piezas en forma de sector o trapecio circular. El número de piezas empacadas suele ser 5, y la sección resultante puede estar o no hueca. El resultado de conformar un conductor de esta forma es que un mismo alambre pasa de estar en la posición más externa a la más interna a lo largo del cable. Provocando una reducción del efecto piel que ocurre en los cables de CA[10] de gran sección. Dado el caro proceso y que sólo es efectivo para cables de gran sección, sólo se utilizan para secciones de cobre superiores a 1200 mm^2.

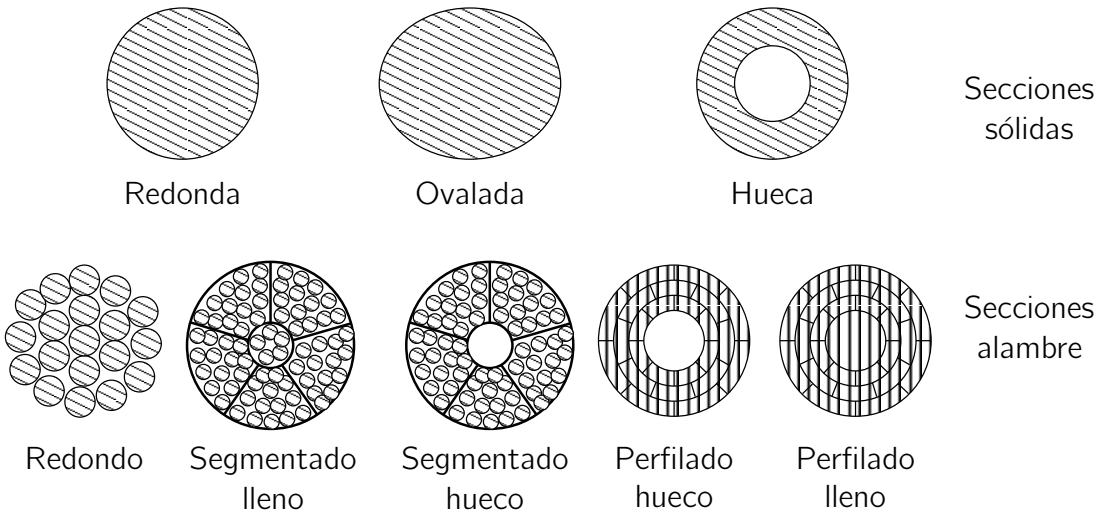


Figura 3.11: Tipos de secciones de conductor

Las secciones de los conductores tienen cintas o barnices especiales que permiten aislar el metal del posible contacto directo con el agua, de forma que los conductores sean impermables longitudinalmente. Estos componentes se insertan entre las capas de alambres, y para cada alambre individualmente.

[9] Self Contained Fluid Filled
[10] Corriente Alterna

3.4.2 Sistema de aislamiento

Los sistemas de aislamiento en los cables deben constituir una barrera efectiva entre superficies a diferentes potenciales. Es muy importante que los materiales utilizados sean uniformes y limpios de impurezas. Asimismo, deben ser mecánicamente robustos y afectarles lo menos posible las variaciones de temperatura y el envejecimiento.

Durante más de 150 años de cables submarinos, tanto de comunicaciones como de energía eléctrica, se han probado, desarrollado, rechazado o aprobado múltiples aislantes. Estos aislantes no son diferentes de los usados en los cables terrestres, se diferencian en la calidad necesaria de producción. Aunque se utilizan un gran número de aislantes, en este estudio sólo se considerarán los más relevantes en cables submarinos de energía eléctrica: polietileno reticulado (Cross Linked Polyethylene o XLPE[11]), etileno-propileno (Ethylene Propylene Rubber o EPR[12]), relleno de aceite (Fluid Filled o FF) y impregnado en aceite viscoso (Mass Impregnated o MI).

3.4.2.1 XLPE

Corriente alterna El XLPE se ha sido usado en cables submarinos en corriente alterna desde 1973, algunos años atrás ya se utilizaba en cables subterráneos. Para fabricarlo, se comienza con polietileno, y se realizan una serie de procesos que llevan a establecer largas cadenas de polietileno de baja densidad formando una red tridimensional. El resultado es que esta forma molecular es irreversible y previene de que el polímero funda, incluso a altas temperaturas. Mientras que el polietileno se funde a 80-110°C, dependiendo de la densidad, el XLPE es estable y sólo se destruye mediante pirólisis más allá de los 300°C.

Al comienzo de su implantación, este aislante tenía problemas con el agua, se producían roturas dieléctricas a causa de grietas en forma de árbol en el material. Las mejoras en los procesos de fabricación y aditivos han permitido hacer que sea el mejor para estas aplicaciones.

El método más utilizado de fabricación es la triple extrusión. Si sólo se llevase a cabo la extrusión sobre el conductor, las irregularidades en las superficies interna y externa provocarían una disminución importante de la rigidez dieléctrica. Intercalando entre el conductor y el aislante una capa de semiconductor (copolímeros de polietileno y carbono), se permite una transición suave, que aumenta la rigidez dieléctrica real del aislante. También se aplica otra capa similar en la superficie exterior del aislante, con la misma función de enlace entre materiales. Estas tres capas se aplican en el mismo procedimiento simultáneamente, conformando un proceso continuo. Las capas de semiconductor tienen un grosor de 1-2 milímetros. En el coste total de este cable tiene especial importancia estas capas semiconductivas, ya que resulta ser un material caro.

La humedad es un gran enemigo en los aislamientos eléctricos, produce una disminución de la rigidez dieléctrica y una disminución de la resistencia al envejecimiento. Aunque los materiales poliméricos son impermeables, no son ajenos a los fenómenos de difusión del agua. No es económico bloquear esta difusión, pero sí retardarla, al menos hasta la vida esperada del cable.

Las características específicas de cada aislamiento XLPE varían de un fabricante a otro, e incluso en el mismo fabricante, dependiendo de los diferentes tratamientos a los que se

[11] Cross Linked Polyethylene
[12] Ethylene Propylene Rubber

someta al material. No obstante, sus datos operativos básicos son similares, su temperatura de trabajo es 90°C, y la temperatura máxima de cortocircuito 250°C.

El uso de cables XLPE para aplicaciones submarinas se ve limitado a la posibilidad de construir juntas de empalme. Las juntas flexibles y muy resistentes necesarias se limitan a tensiones inferiores a 245 kV. Una pieza de cable se puede construir para 150 kilómetros y más, pero dependiendo de los medios y métodos de transporte e instalación del cable, las longitudes prácticas pueden variar. Hay varios fabricantes de cables submarinos con aislamiento XLPE hasta 170 kV, con longitudes mayores de 50 kilómetros en cables tripolares, y con longitudes mayores pero limitadas en cables unipolares.

Corriente continua El XLPE estándar utilizado en los cables de CA no es adecuado para los cables en CC[13]. Esto se debe a que ante tensiones continuas, las cargas se acumulan en las paredes del aislamiento. Estas acumulaciones provocan la rotura dieléctrica temprana, y ha sido el problema para implantar cables XLPE en aplicaciones de CC.

Desde hace 15 años se tiene experiencia comercial con el XLPE formulado para estas aplicaciones. El primer cable submarino con XLPE fue instalado en 2002, en el denominado proyecto Cross Sound Cable. Desde entonces se han utilizado en otros proyectos, aunque sólo para transmisiones en continua VSC-PWM. Los cables extruidos XLPE para HVDC tienen mayor robustez que otros aislantes, haciéndolos muy adecuados para las aplicaciones submarinas, por lo que van ganando mercado.

3.4.2.2 EPR

El EPR es un dieléctrico extruido usado en cables, principalmente subterráneos. Comparado con el XLPE, el EPR tiene un mayor factor de pérdidas, $\tan\delta$, y mayor permitividad eléctrica relativa ϵ_r, haciéndolos menos adecuados para altas tensiones.

Al menos tres fabricantes hay de cables submarinos con este aislamiento, los últimos proyectos conocidos son el del enlace Venecia - Murano - Mestre en Italia a 150 kV y el enlace Lanzarote - Fuerteventura en España a 66 kV. El EPR es bastante menos utilizado que el XLPE para aplicaciones submarinas, aunque sus temperaturas de funcionamiento operativas y de cortocircuito son similares.

3.4.2.3 FF

Este diseño clásico de aislamiento es utilizado por un rango amplio de cables para varias tensiones y potencias. Esta denominación engloba a multitud de subtipos más específicos: HPOF, LPOF (Low Pressure Oil Filled), SCFF (Self Contained Fluid Filled), SCOF (Self Contained Oil Filled) y otros. No se deben confundir los cables FF con los cables de papel impregnado, los cuales explicaremos posteriormente, pues aunque ambos utilizan papel, el mecanismo de aislamiento es diferente.

El aislamiento de los cables FF se realiza mediante un papel de pulpa de conífera, denominado papel Kraft. El papel tiene una densidad de 0.7-0.8 kg/dm^2, manteniendo unas pérdidas dielélectricas bajas, mientras la permeabilidad para el aceite es alta. Las capas de material que tienen que soportar un gran campo eléctrico, las capas interiores, se realizan con capas de

[13] Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto

material muy fino, mientras que las capas exteriores se realizan mediante capas más gruesas. Esto permite buenas propiedades en el doblado del cable.

Durante la operación, el aceite o gas se presuriza, aumentando esta presión se consigue aumentar la rigidez dieléctrica. La necesaria presión que ha de ser mantenida, se realiza mediante estaciones de alimentación en los extremos del cable. El cable tiene conductos lo suficientemente grandes como para permitir la comunicación hidráulica para los siguientes casos:

- **Expansión y contracción térmica.** Debido a las variaciones de carga se producen variaciones de temperatura. El aceite se contrae o expande en función de la temperatura, asimismo varía la presión, de forma que las estaciones de alimentación tienen que ajustar su aporte. Debido a la resistencia hidráulica, hay una caída de presión desde el centro del cable hacia las estaciones de alimentación.
- **Presión interna.** Una sobrepresión en contra del agua es necesaria para permitir que en todo el cable, ante una rotura del mismo, el agua no ingrese en el mismo. Debido a que la densidad del agua de mar es mayor que la del aceite, la presión debe ser aún mayor que la del agua a cada profundidad.

El canal de aceite puede tener múltiples formas dependiendo del diseño conjunto del cable. Los cables unipolares tienen los conductores huecos, mientras que los tripolares utilizan los intersticios entre fases. Hoy en día, para cables a altas tensiones sólo se utilizan cables unipolares.

Consideraciones prácticas hacen que el límite de longitud para estos cables sea 30-60 kilómetros, para longitudes superiores no se puede garantizar un flujo adecuado de aceite. Sólo una disminución de los coefientes de expansión del aceite o una menor temperatura de trabajo pueden aumentar estas distancias, pero no se hace práctico.

Para ultra altas tensiones se utilizan capas alternadas de papel Kraft y de propileno, son los denominados aislamientos PPL, PPP o PPLP. Al contrario que en los aislamientos XLPE, las juntas para estos cables están disponibles en un rango mayor. Las temperaturas de operación para estos cables son 85-90°C.

Un proyecto con este sistema de aislamiento es caro, debido no sólo a los procesos de fabricación, sino al coste de las unidades de alimentación del aceite. Además, existe un riesgo de contaminación acuática, que puede ser determinante. En casi todo el rango de aplicaciones submarinas, actualmente el XLPE supera a los cables rellenos de aceite.

3.4.2.4 MI

Este aislamiento es quizás uno de los más antiguos, pero siguen estando vigente. Se utiliza desde hace más de 100 años, al principio se utilizaban para cables de media tensión en corriente alterna, pero hoy en día sólo se utilizan para el transporte HVDC. Es el único aislamiento viable para estas aplicaciones, teniendo en su haber el récord de longitud para una interconexión submarina, la interconexión NorNed de 580 kilómetros.

El término Mass Impregnated se refiere a papel impregnado en aceite viscoso, en inglés y español se utilizan multitud de términos para denominarlos: papel impregnado, en masa viscosa de aceite, etcétera. Se basan en la utilización de un papel más denso que para los cables FF, su densidad es aproximadamente de 1 kg/dm^3, obteniéndose la mayor rigidez

dieléctrica posible. Los fabricantes de este papel deben obtener un papel denso, pero con la suficiente porosidad para permitir la impregnación del aceite. Para asegurar la rigidez dieléctrica se utilizan capas semiconductoras en las zonas de mayor campo eléctrico, también se combinan capas de papel con pantallas metálicas de cobre.

Tras el proceso de cubrición del conductor mediante las capas de papel, el cable pasa por una serie de vasijas de vacío - calentamiento - secado, para después pasa por una impregnación caliente mediante compuestos especiales de aceite mineral. Gracias a esta impregnación, se consiguen rigideces dieléctricas parecidas a las de aislamientos FF, pero sin la necesidad de estaciones alimentadoras.

Estos cables tienen vacíos en los intersticios del aislamiento cuando están frío. Bajo la influencia de un campo eléctrico, ocurren descargas parciales en los vacíos. Bajo tensiones CA los vacíos pueden iniciar la rotura del campo cada mitad de ciclo, la repetición de éstas puede ocasionar la desintegración del aislamiento. Esta es la razón por la cual no es usada para corrientes alternas ($>$ 45 kV).

Cuando se van calentando, los vacíos se rellenan con la masa aceitosa, de manera que a mayor temperatura, mayor rigidez dieléctrica del conjunto. Gracias a la estructura en capas, las pequeñas impurezas y defectos pueden ser tolerados. Al contrario que los cables FF, una eventual rotura del cable no libera aceite al medio marino, lo cual, a igualdad de costes, es una ventaja importante. Por contra, su temperatura máxima de operación es de sólo 50-55°C.

3.4.3 Cubiertas de bloqueo de agua y otros

El sistema de aislamiento ha de ser protegido contra la penetración de humedad y el envejecimiento para mantener intacta su rigidez dieléctrica. La mayoría de cables submarinos de alta tensión tienen una necesaria cubierta protectora metálica, que además de servir de protección eléctrica, sirve de protección mecánica. Se suelen utilizar cubiertas plomo, aluminio, cobre, y capas poliméricas especiales.

Para cables de media tensión no suele utilizarse la capa metálica, o simplemente se aplica una más sencilla, ya que el campo eléctrico es más débil. Basta con una capa de agente absorbente de agua debajo de una capa polimérica. Este agente debe ser capaz de absorber la humedad difundida a través del material durante la vida operativa del cable.

Estas capas no sólo deben proteger el aislamiento del agua, sino que deben ofrecer protección en contra del teredo, un mejillón muy perjudicial para los cables submarinos. El calor generado en el cable atrae la vida submarina, y pueden ir degradando cada una de las capas.

Las capas metálicas además de ofrecerse como pantallas metálicas de protección, de forma individual o en conjunto con otras capas en contacto, deben tener la suficiente corriente de cortocircuito admisible, ver apéndice B.2.2.

3.4.3.1 Cubiertas de plomo

Las cubiertas de plomo bien fabricadas son virtualmente impermeables, siendo muy resistentes a la difusión de la humedad. Para cables rellenos de aceite y cables con aislamiento de papel impregnado funcionan como contenedor y como protección externa. En ciertos proyectos, su densidad es favorable, ya que aumenta el peso del cable en el agua y permite una mayor estabilidad en el lecho marino. En otros proyectos esto no es deseable, ya que el peso es un

factor primordial, como puedan ser cables submarinos profundos.

Durante la fabricación, la instalación y la operación, los cables están sometidos a fatiga, siendo esto mal tolerado por el plomo puro. No es tolerado porque provoca una rotura parcial de su propiedad más importante, su impermeabilidad a la humedad. Gracias a las aleaciones "E" (antimonio-estaño) o "1/2C" (cadmio-estaño), la resistencia a fatiga se incrementa de forma importante.

3.4.3.2 Cubiertas de aluminio

Las cubiertas de aluminio se pueden aplicar por extrusión, soldadura o laminación, cada una con ciertas propiedades interesantes.

Las cubiertas de aluminio extruido se han utilizado durante décadas, tanto lisas como corrugadas. El gran problema de éstas es la corrosión, por lo que no se utilizan en cables submarinos.

Las cubiertas de aluminio soldadas permiten utilizar formas corrugadas, que aumentan la flexibilidad del cable. Asimismo, se obtiene un aluminio con mayor resistencia a la corrosión.

Las cubiertas de aluminio laminado consisten en una capa fina de aluminio, 0.1-0.3 mm, prelaminadas con una capa de copolímeros de polietileno. A pesar de utilizar pegamentos en las líneas de unión para que se aumente la impermeabilidad, ésto no es sufiente. Se necesitan utilizar agentes absorbentes dentro de la cubierta, manteniendo un nivel seguro para las aplicaciones de cables submarinos.

3.4.3.3 Cubiertas de cobre

Las cubiertas de cobre se conforman con cintas soldadas, corrugadas, o en forma de capa de alambres. Sus puntos fuertes son la resistencia a la corrosión, baja resistividad, y mayor corriente de cortocircuito admisible en comparación con otros conductores. La resistencia a la fatiga inherente, hace que sean seguras en los procesos de instalación y en aplicaciones de cables dinámicos, como en plataformas marinas.

3.4.3.4 Cubiertas poliméricas

Las capas poliméricas usadas en los cables submarinos pueden tener diferentes funciones, según sea su disposición dentro del cable. Las capas de polímeros suelen ser de polietileno de alta y baja densidad (HDPE y LDPE), PVC, poliamida y polipropileno.

Si no hay una cubierta metálica, como puede ser el caso de cables de baja y media tensión, la cubierta o capa polimérica permite una protección radial contra el agua, pero no contra la humedad. Cuando existe cubierta metálica, la capa polimérica suele dotarse de propiedades semiconductoras, provocando una ecualización correcta del campo eléctrico.

3.4.4 Armadura

El elemento más importante de los cables submarinos es la armadura, ofrece una gran estabilidad de tensión y protección mecánica. Para cada proyecto de cable submarino la armadura

debe diseñarse con respecto al entorno en donde se va a instalar dicho cable, debiendo soportar las tensiones, estáticas y dinámicas, durante la instalación, operación y recuperación.

Los cables submarinos están expuestos a fuerzas durante la instalación, no sólo por el peso, fuerzas estáticas, sino por el movimiento del barco, fuerzas dinámicas. El cable sufre un fuerte doblado al salir por el barco, con lo que las presiones laterales que debe soportar en esos momentos son mayores que las que pueda sufrir a las profundidades de instalación.

La armadura también debe proveer de la suficiente protección mecánica en contra de las agresiones externas, animales marinos, anclas, aparatos de pesca o los propios aparatos de instalación.

La armadura se construye con alambres metálicos alrededor del cable mediante hélices de un paso determinado. El paso suele ser de 10 a 20 veces el diámetro del cable. El grosor de estos alambres suele rondar los 2-8 mm. El diseño de la armadura tiene una importante influencia en la resistencia al doblado, la estabilidad tensional, la torsión y la elección del método de instalación.

La hélice que forman los alambres traslada una fuerza tensional en una fuerza torsional, que intenta retorcer el cable, y una fuerza de compresión sobre las capas internas. Un paso de gran longitud hace que el cable tenga mucha estabilidad tensional, no transmitiendo mucha fuerza torsional al cable. Esto hace también que la resistencia al doblado sea mayor, lo cual no es beneficioso, pues el cable ha de enrrollarse en bobinas y luego tenderse. Si el paso es pequeño, se tiene una menor resistencia al doblado, pero el traslado de fuerza torsional al cable es muy alta. Es por ello, que la elección del paso debe optimizarse para el proyecto en concreto.

Se pueden utilizar una o dos capas de armadura, en el caso de doble armadura, ambas capas pueden tener diferentes direcciones de hélice, una capa la hélice S y otra capa la hélice Z. Esto permite una protección completa en contra de la penetración de objetos externos, y además elimina el par de torsión sobre el resto de cable interior, ya que ambas capas compensan dichos esfuerzos entre ellas.

Una combinación especial de armadura, denominada en inglés "rock armor", tiene una rigidez al doblado baja y una gran resistencia en contra del impacto de rocas y objetos. Para ello, esta armadura, que es por supuesto la más externa, tiene un paso de hélice muy corto, con lo cual tiene menos estabilidad tensional. Ello permite que por muy rugoso que sea el terreno, el cable descanse apoyado en el fondo, y no queden tramos en balanceo.

Si en vez de alambres de sección redonda se utilizan alambres de sección trapezoidal, se consigue reducir el diámetro exterior del cable. Sin embargo, es bastante más caro producir dichos alambres. De forma natural ofrece protección contra agentes externos como la caída de anclas y aparatos de pesca.

En la mayoría de casos se utiliza acero suave galvanizado, que es un material magnético. Para aplicaciones de corriente alterna provoca un aumento de las pérdidas y del calor generado en el cable, lo cual reduce la corriente máxima admisible en el conductor de fase. Esto ocurre especialmente en el caso de cables unipolares, pues en los tripolares el campo magnético es muy pequeño en la armadura. Su resistencia mecánica oscila entre 450-550 MPa.

Para reducir las pérdidas se pueden seguir dos estrategias:

- **Cambiar el material.** Si la armadura se realiza mediante materiales no magnéticos, como el aluminio, cobre o acero inoxidable, las pérdidas pueden ser reducidas. El alu-

minio puro debe descartarse para aplicaciones marinas, pero no para aguas dulces. Las armaduras de cobre son caras y de menor resistencia mecánica, pero ofrecen muy buena conductividad y una buena protección contra la corrosión. La resistencia mecánica oscila entre 300-400 MPa usando cobre extruido, y tiene una resistividad similar. Una solución mejor pero cara es usar acero inoxidable. Permite unas pérdidas menores, con una mayor resistencia mecánica (aprox. 500 MPa) y una resistencia natural a la corrosión (sólo aceros inoxidables 316X).

- **Reducir la inducción magnética.** En los cables unipolares con conexión rígida a tierra (ver apartado 3.5), se genera una corriente de magnitud importante en las capas exteriores al conductor de fase, y de sentido contrario a la que circula en este último. Ello hace que los campos magnéticos se cancelen parcialmente en el exterior. Dependiendo de las capas existentes y sus dimensiones, la armadura observará un campo magnético variable de distinta intensidad. Para los cables unipolares, se puede llegar a una solución versátil utilizando una armadura interna de cobre y otra externa de acero con hélices en sentidos contrarios, disminuyéndose las pérdidas y obteniéndose una alta resistencia mecánica a la vez.

3.4.5 Protección anticorrosiva

El medio marino es un medio muy corrosivo. En el océano abierto el contenido en sales es del 33-39‰ en peso. En las zonas costeras, la composición del mar puede ser muy variable.

Los alambres de la armadura, si están hechos de acero, están cubiertos de zinc (galvanizados) o bien son de acero inoxidable. Una capa de 50 μm de zinc provee de protección para la armadura. Además, los alambres se cubren de material bituminoso durante la fabricación, lo que permite una segunda capa de protección. Si la capa bituminosa es dañada en algún punto, lo que es muy probable durante el tendido, la armadura queda en contacto con el agua marina a través del zinc. Si el cable es enterrado o protegido, el oxígeno presente no se renueva, y la velocidad de penetración de la corrosión disminuye considerablemente.

La corrosión afecta sólo a los alambres dañados en puntos singulares. El resto de alambres tienen su función protectora intacta, y todavía ofrecen protección contra los agentes externos, e incluso, la recuperación del cable es posible. El uso de una cubierta plástico extruido alrededor de todo el cable es una protección adicional, útil mientras permanezca sin daños.

El fenómeno de la corrosión particularizado para los cables submarinos se puede ver en [58] y [56]. Sobre los cables submarinos se sufren multitud de mecanismos de corrosión, incluyendo la degradación de capas plásticas protectoras. De dichos artículos se destaca que el enterramiento y una buena e intacta capa protectora son los mejores medios para proteger los cables, ver figura 3.12.

Como fenómeno muy particular se tiene las tensiones inducidas por las corrientes de electrolitos en presencia de la componente vertical del campo magnético terrestre. Este fenómeno provoca la inducción de tensiones homopolares en todas las pantallas de los cables, y en los trozos de armadura expuestos por fallos de aislamiento se acelera el proceso de corrosión debido a la fuga de las corrientes resultantes, ver [58].

Destaca el hecho de que en las zonas costeras son las más activas corrosivamente hablando, ya que el contenido de oxígeno, en conjunción con la temperatura y las corrientes marinas tienen una mayor velocidad, generan un escenario más agresivo. Además, la absorción neta de corriente por la puesta a tierra de las cubiertas de los cables (componentes homopolares), provoca que las capas exteriores de los cables tengan un papel más anódico, produciéndose

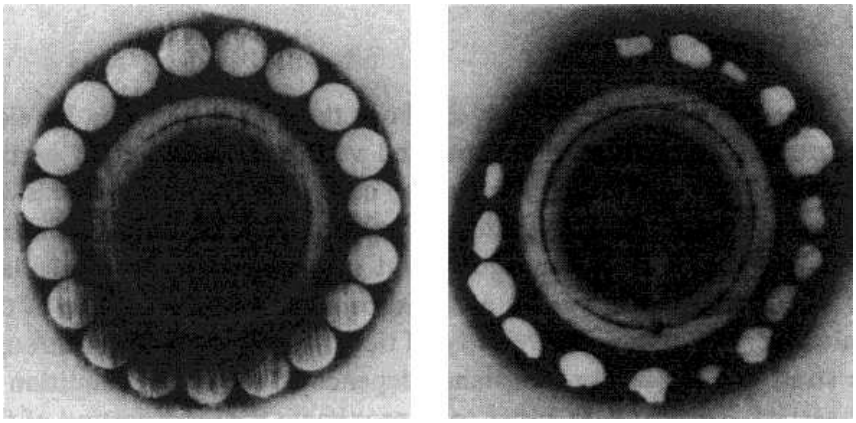


Figura 3.12: Comparación entre el estado de recuperación de un tramo de cable submarino enterrado y otro tramo expuesto, [58]

en ellas la corrosión electrolítica.

3.4.6 Capas exteriores

Los arañazos en el material bituminoso y en la capa de zinc de los alambres pueden deteriorar la protección anticorrosiva de éstos. Para limitar este efecto, se deben añadir capas externas que protejan la armadura, sobretodo durante la carga del cable, instalación y enterramiento las capas protectoras más internas.

Se pueden plantear dos tipos de cubiertas exteriores, o bien poliméricas, o bien mediante tejidos plásticos hilados. Los cables cubiertos con tejidos actúan como sacrificio ante el proceso corrosivo, evitando en gran parte el contacto del agua del mar con la capa inmediantamente inferior. Esta protección es tan buena que no es necesario proteger los alambres individualmente. En el caso de que la cubierta exterior sea de plástico extruido, la armadura tendrá que seguir siendo protegida interiormente, porque ante la rotura parcial, ésta puede extenderse más fácilmente a lo largo de un tramo del cable.

El coeficiente de fricción externo es también muy importante, pues en el proceso de instalación se necesita un agarre suficiente para el sistema de frenado. Mientras que la capa externa tejida ofrece buen agarre, si la capa fuese de material polimérico se necesitarían aplicar medidas para aumentar su agarre, como pueden ser líquidos especiales o tratamientos superficiales.

El exterior de los cables se decoran mediante colores visibles para poder observarlos mediante los vehículos submarinos ROV equipados con cámaras. Los colores preferentes son el amarillo, naranja y blanco, sobre un fondo negro. Cuando se tienden varios cables cercanos el uno al otro, es necesario diferenciarlos en color o forma.

El material bituminoso instalado entre alambres metálicos puede exudar si durante el tendido si hay temperaturas altas, provocando problemas en las bobinas y aparatos de tendido. Se forman capas que se adhieren a los mecanismos en contacto con los cables, esto ocurre si la capa exterior es tejida.

3.5 Configuración de los cables

La clasificación tipológica de los cables atiende a la disposición de los conductores de fase en el cable: unipolares (para CA o CC), bipolares (para CC) o tripolares (para CA). En la figura 3.13 se muestran distintos tipos de cables, en donde se pueden diferenciar las diferentes capas ya descritas en el apartado anterior.

Unipolar CA o HVDC VSC XLPE

Tripolar CA XLPE

Unipolar CA Miliken FF

Unipolar HVDC papel impregnado

Figura 3.13: Configuraciones típicas de cables

Los cables unipolares en CA se utilizan cuando no es posible utilizar una configuración tripolar, bien sea por la tensión, la longitud, o la profundidad. Los cables tripolares de mayor tensión construidos hasta la fecha son de 245 kV para una línea de apenas 7.8 kilómetros. La longitud influye en la medida en la que no hay empalmes disponibles para todas las tensiones en las que se construyen tripolares, sólo hay para tensiones inferiores a 170 kV. La profundidad máxima del futurible cable influye en la tensión que ha de soportar éste, un cable tripolar a gran profundidad no puede ser tendido por su peso por unidad de longitud.

Para el transporte en CC es natural utilizar cables unipolares. Aunque se hayan utilizado cables bipolares en algunos proyectos, éstos tienen forma ovalada y es difícil de instalar. Los cables aplicados a la HVDC convencional son de considerable sección para transmisiones de gran potencia (> 300 MW) a gran tensión (> 250 kV). Los cables utilizados para la HVDC-SVC tienen normalmente una sección y aislamiento menores, pues se utilizan para relativamente pequeñas potencias (< 300 MW) y tensiones ($80 - 350$ kV).

Cuando se instalan cables unipolares, se hace separando las fases varios cientos de metros, de manera que se puedan recuperar para una eventural reparación, y también evitar el daño múltiple. Por ejemplo, la interconexión Mallorca-Menorca de 1973 tiene una separación media de 400 metros [15]. Asimismo, se suele instalar un cable de reserva adicional, independientemente si se instalan dos circuitos o uno sólo.

Los cables bipolares se han utilizado, pero de forma ocasional, en los llamados cables Mölllerhöj,

que son cables con aislamiento en aceite, pero que no necesitan en los terminales ninguna instalación de presión, pues el mismo cable se deforma. Es una elección lógica ya que se cancela cualquier campo magnético fuera del cable. Tiene el gran problema de que necesita equipo específico para instalarse.

Los cables tripolares se utilizan y seguirán utilizando efusivamente, cuando las longitudes, tensiones y profundidad sean moderadas, tiene su natural utilización en corriente alterna. Permiten unas menores pérdidas por inducción en la armadura, pues el campo magnético se limita a dentro de la armadura debido a la cancelación parcial de dicho campo magnético en el interior del cable. Esto permite utilizar una armadura de acero, sin incurrir esto en mayores pérdidas en la armadura. Se fabrican a partir de tres núcleos conductores que se montan en triángulo, dejando 4 intersticios dentro del cable. Estos intersticios se rellenan de fibras textiles y fibras de plástico recicladas.

En situaciones en donde se puede utilizar cables unipolares o tripolares para el transporte en alterna, es importante valorar todos los aspectos positivos y negativos. En [125] se detallan los aspectos diferenciales en cuanto a pérdidas, costes, instalación. Ambas tipologías tienen unos aspectos positivos y otros negativos, haciendo que el balance sea difícil de juzgar en ciertas ocasiones.

3.5.0.1 Conexión de circuitos de tierra para cables unipolares CA

En una línea de cables unipolares de CA, el conjunto formado por las pantallas y sus conexiones constituye un circuito secundario fuertemente acoplado con el circuito primario, formado por los conductores principales de fase. Así, pueden aparecer en el circuito de pantallas intensidades y tensiones considerables durante el funcionamiento normal de la línea dependiendo del esquema de conexiones.

Los esquemas de conexión de las armaduras y/o pantallas de los cables unipolares pueden ser tres: conexión simple en una punto (single side bonding), conexión rígida (solid bonding) o conexión cruzada (cross bonding). Ver figura 3.14.

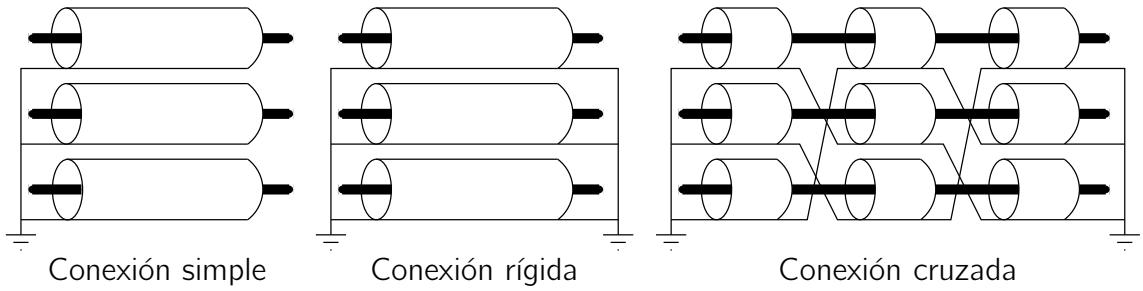


Figura 3.14: Conexiones de pantallas y armaduras

En el sistema de conexión simple, o de punto único, no hay circulación de corrientes en las pantallas/cubiertas. Sin embargo, hay tensiones inducidas que son proporcionales a la corriente del conductor de fase. En el lado sin conectar a tierra, la tensión resultante es proporcional a la longitud de la línea, y crece a medida que el espaciado de los cables aumenta. Deben tomarse medidas para evitar el peligro de la tensión resultante en dicho punto.

En el sistema de conexión rígida, o sólida, en donde se conectan ambos extremos a tierra, se eliminan las tensiones resultantes en ambos extremos. Sin embargo, a lo largo de las pantallas se siguen induciendo tensiones, y el bucle formado por las pantallas y tierra provoca la circu-

lación permanente de corriente, que es proporcional a la corriente de fase. Ello conduce a una elevación de las pérdidas generales del cable y a la necesidad de sobredimensionar la sección de los conductores principales para conseguir una determinada capacidad de transporte de la línea.

En el sistema de conexión cruzada se conectan las pantallas de forma que la suma de las tensiones inducidas en el circuito de pantallas sea nulo. Esto evita la circulación de corrientes a la vez que evita tensiones excesivas en las pantallas, mejorando la disipación energética y aumentando la capacidad de transporte con respecto a los otros esquemas.

Para los cables subterráneos, la conexión de las pantallas y demás capas metálicas se llevan a cabo de la forma que se sea más económica, mientras se mantengan los márgenes de seguridad. Sin embargo, para los cables submarinos la única posibilidad está en poner rígidamente a tierra ambos extremos de las pantallas. El sistema de conexión simple es inadecuado, dada la longitud habitual de dichos cables. La conexión cruzada no se puede realizar porque los cables están tendidos de forma única y separada a lo largo del recorrido.

Esto provoca que los cables unipolares en aplicaciones submarinas sean de secciones mayores que los equivalentes en potencia para aplicaciones subterráneas. Un cálculo adecuado de la capacidad de transporte requiere el conocimiento de las condiciones térmicas de instalación, la composición de los cables (reparto de corrientes), así como la estructura y esquema de conexiones de los cables.

3.6 Ensayos y normas aplicables

Los cables submarinos de energía eléctrica están sujetos a diversos ensayos durante el desarrollo, cualificación, fabricación e instalación. Los ensayos siguen diversos propósitos, pero con el objetivo común de asegurar un funcionamiento adecuado durante la vida útil del cable en su ambiente de instalación, [125].

3.6.1 Ensayos de desarrollo

El desarrollo de nuevos cables o el incremento en valores nominales de diseños existentes requiere de intensos ensayos de materiales, componentes y procesos de producción. Normalmente, los nuevos materiales usados en cables submarinos han sido usados en los subterráneos, pero deben ser ensayados en las condiciones adecuadas que simulen el medio marino.

Los materiales poliméricos están en continua evolución. Las nuevas formulaciones deben ser evaluadas en condiciones específicas. Se realizan de aislamiento: ensayos de rigidez dieléctrica, factor de pérdidas, corrientes de fuga, etcétera. Otros ensayos, más importantes si cabe, son los que evalúan el comportamiento del material con el envejecimiento, teniendo en cuenta las condiciones cambiantes de temperatura. A menudo también se ensaya su comportamiento en lo que respecta a la permeabilidad de la humedad, la estabilidad en aguas salinas y la resistencia a la abrasión.

Aunque las propiedades de los materiales metálicos y sus aleaciones estén recogidas en los textos, hay propiedades que deben ser reevaluadas tomando en consideración los procesos a los que se someten. En particular, interesa su comportamiento a fatiga en los materiales usados como cubierta protectora, aleaciones de plomo y cobre. También interesa observar la

corrosión de los metales individualmente y configurados en un cable.

Una vez configurado el cable, se debe comprobar la capacidad mecánica del diseño durante su instalación. Los ensayos incluyen ensayos de tracción, doblado, impacto, retorcimiento, presiones locales (las ejercidas por los tensionadores instalados en los barcos cableros) y presión global (presión hidrostática).

3.6.2 Ensayos tipo

Los ensayos tipo se realizan para cualificar el diseño y el proceso de fabricación del sistema en las condiciones de instalación. Estos ensayos están regulados por las principales autoridades de normalización/recomendación del país cliente (AENOR[14] en España), del ámbito internacional (IEEE, IEC[15], Cigré) o incluso de otro país (ANSI[16], AEIC[17], DIN[18]).

La mayoría de normas y recomendaciones se refieren a líneas y cables subterráneos, y pueden excluir o no a los cables submarinos. Pocas son las normas específicas para cables submarinos. Se utilizan ensayos tipo similares a los subterráneos con similar aislamiento y sección de conductor, pero incluyendo en el ensayo la estructura completa del cable (armadura y capas exteriores).

El conjunto de normas y recomendaciones internacionales utilizados para ensayar los cables submarinos se resumen en la tabla 3.2.

Organización	Publicación	Contenido
Cigré	Electra No. 171, Abril 1997	Recomendaciones sobre ensayos mecánicos en cables submarinos.
Cigré	Electra No. 189, Abril 2000, pp. 29ff	Recomendaciones sobre ensayos de cables submarinos de gran longitud en CA con aislamiento extruido para tensiones entre 30 (36) kV y 150 (170) kV.
Cigré	Electra No. 189, Abril 2000, pp. 39ff	Recomendaciones sobre ensayos de cables de transporte de energía eléctrica con tensiones hasta 800 kV (todos los aislamientos excluyendo extruidos).
Cigré	Boletín Técnico. Grupo de trabajo 219, 21.01 (Febrero 2003)	Recomendaciones para ensayos de sistemas de cables en CC con aislamiento extruido hasta 250 kV.
IEC 60840		Cables de energía eléctrica con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones entre 30 (36) kV y 150 (170) kV - Ensayos y requerimientos.
IEC 60067		Cables de energía eléctrica con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones entre 150 (170) kV y 500 (550) kV - Ensayos y requerimientos.

[14] Asociación Española de Normalización y Certificación
[15] International Electrotechnical Commission
[16] American National Standards Institute
[17] The Association of Edison Illuminating Companies
[18] Deutsches Institut für Normung

Organización	Publicación	Contenido

Tabla 3.2: Ensayos tipo para cables submarinos de energía eléctrica

Destaca el hecho de que la única referencia específica para cables submarinos es la recomendación Cigré-Electra No. 171, 1997 (en adelante ELECTRA 171). Esta referencia estandariza los ensayos mecánicos que deben superar los cables submarinos, y simulan las condiciones de instalación, teniendo en cuenta los métodos y parámetros que se usarán.

En Electra 171 se define la fuerza de ensayo como:

$$T_{\text{Electra171}} = 1{,}3dP_{\text{cable en agua}} + 0{,}2d_1P_{\text{cable en agua}} + 1{,}2md\frac{b_h}{2}\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \quad [\text{N}] \qquad (3.5)$$

Se ha utilizado la misma notación que en la sección 3.3.2. La variable d_1 es la profundidad, pero con un mínimo valor de 200 metros. El valor obtenido es aproximadamente igual al obtenido analíticamente, teniendo presente las condiciones de tendido usuales. Por tanto, este valor debe ser tomado sólo como referencia.

El ensayo principal consiste en poner al cable en la situación más desfavorable, que ocurre en la polea de salida del barco. Así se ensaya su comportamiento ante la tensión longitudinal y ante la presión lateral SWP (ya definida en la sección 3.3.2).

Se monta el cable sobre una polea de tamaño similar a la de salida del barco (usualmente $R = 3 \div 5$ m), y mediante cables y agarres se sujeta a otra polea que está acoplada a un cilindro hidráulico. Éste cilindro debe aplicar $2T_{\text{Electra171}}\cos\theta$, de forma que el cable en la polea está solicitado por la tensión $T_{\text{Electra171}}$ y la presión lateral $SWP = T_{\text{Electra171}}/R$. Ver figura 3.15.

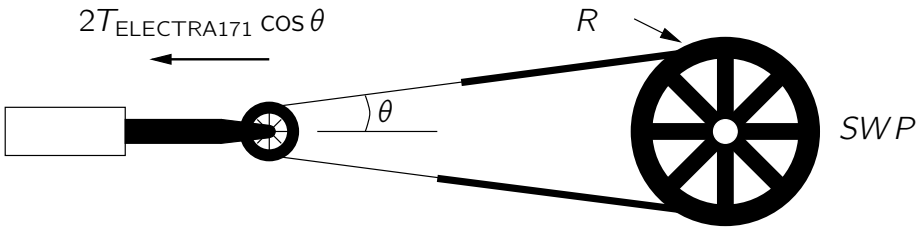


Figura 3.15: Ensayo mecánico Electra 171, [125]

Ningún elemento del cable deberá sobrepasar el límite elástico, no se permiten deformaciones permanentes. Según [13], los fabricantes tienden a estar muy del lado de la seguridad, y para el aluminio normalmente utilizado se puede llegar a una tensión de 40-55 Mpa, para el cobre 70-100 MPa, y para el acero 100-170 MPa. Sin embargo, la utilización de aleaciones u otros materiales permite trabajar con mayores tensiones, siempre y cuando no se produzcan deformaciones permanentes.

En este mismo artículo, se muestran los resultados de un ensayo hecho sobre un cable para corriente continua con aislamiento XLPE, y se obtiene que se el conductor de cobre puede soportar 130 MPa sin mostrar deformación aparente, luego está claro que se puede apurar todavía más. Para el cable ensayado, esta tensión aparecería en la instalación a una profundidad de 2000 metros.

3.7 Tasas de fallo de los cables submarinos de energía eléctrica

Los cables submarinos de energía eléctrica tienen una fiabilidad mayor de la que se podría en principio esperar. Los fabricantes y los clientes se aseguran de que la protección de éstos y los márgenes de seguridad en su diseño pongan en peligro el alto coste de inversión.

Existen multitud de estadísticas en donde se muestran los fallos y sus causas para varias instalaciones. Existen instalaciones ruinosas (Fox Islands, Maine (EEUU)), con disponibilidades muy bajas no aceptables, y otras que no han tenido ni una hora indisponible (gran número de instalaciones). Todo ello responde a las diferencias del medio en donde se instalaron los cables y a las medidas de protección implantadas.

En 2009, la Cigré publicó los resultados de la compilación de datos de funcionamiento de los cables submarinos de energía eléctrica. El estudio cubre datos desde 1950 hasta 2009. En la tabla 3.3 se muestran las tasas de fallo (fallos/año cada 100 kilómetros de cable) para las distintas tipologías de cable.

Tipo	Fallo interno	Fallo externo	Todo
CA HPOF	0.0000	0.7954	0.7954
CA LPOF	0.0000	0.1189	0.1189
CA XLPE	0.0000	0.0706	0.0706
CC MI	0.0000	0.1114	0.1114
CC LPOF	0.0346	0.0000	0.0346

Tabla 3.3: Tasas de fallo (fallos/año/100 km), [125]

El 90 % de los fallos ocurren en los cables, mientras que el 10 % en los terminales, ya sean aéreos o subterráneos. Los fallos en cables se debieron a daños externos violentos (mediante anclas y equipo de pesca de profundidad principalmente), mientras que los fallos en terminales se debieron a un mantenimiento o ingeniería deficiente.

3.8 Limitaciones actuales

Las limitaciones técnico-económicas actuales en la instalación de cables submarinos de energía eléctrica se han ido desgranando a lo largo del capítulo. En este punto nos interesa especialmente la profundidad máxima actual sobre la cual pueden tenderse los cables submarinos.

La profundidad máxima alcanzable se limita por la capacidad mecánica del propio cable. Los cables de telecomunicaciones transoceánicos llegan a profundidades de 5000 metros y más, pero ello es posible gracias al menor peso por unidad de longitud intrínseco de estos cables. Si se estudia su composición, se observa que los elementos que ocupan mayor sección del cable tienen una función meramente mecánica.

Actualmente, los cables de corriente alterna para el transporte de energía más profundos son los de interconexión entre España y Marruecos, 610 metros. Son cables unipolares trabajando para CA, pero preparados para HVDC. Los cables más profundos absolutos son los que se instalaron entre Cerdeña y Lazio, 1600 metros, para una tensión de 400 kV en HVDC convencional. En proyecto está la interconexión entre la península Ibérica y Baleares, cuya profundidad máxima es de 1485 metros.

El fabricante de cables Prysmian (Pirelli) tiene en su catálogo cables de media tensión tripolares, a 20 kV, que asegura poder instalar a profundidades de 2000 metros. El campo de aplicación en donde lo sitúa el fabricante es en el de umbilicales, cables mixtos hidráulicos eléctricos. Es muy probable que se puedan construir estos cables para aplicaciones a 45 ó 66 kV.

Este fabricante también establece que para cables unipolares de papel impregnado se tiene una limitación en tensión de 45 kV en CA y 500 kV en CC. La experiencia le permite establecer un límite práctico de 1000 metros. Aunque según asegura, profundidades mayores se pueden conseguir con diseños especiales.

Para cables en FF o SCOF, establece unas tensiones máximas de 1000 kV en CA y 600 kV en CC. En cuanto a la profundidad, se asegura que es posible alcanzar los 800 metros de profundidad con diseños estándar. Con diseños más cuidadosos de las armaduras se puede llegar a los 2000 metros. Las longitudes máximas se ven limitadas a 60-100 kilómetros, dependiendo de la posibilidad de tener un conducto para el aceite lo suficientemente grande.

El fabricante ABB aporta límite en cuanto a cables unipolares, a los usados para HVDC-VSC. El fabricante establece un límite de 2000 metros para los cables de grandes profundidades, con aislamiento XLPE, [13].

Ya en la década de 1980 se estudió la posibilidad de instalar cables a tales profundidades. El "Hawaii Deep Water Cable Program" se desarrolló para interconectar las Islas Hawaii, la conexión de Maui-Hawaii llegaba a profundidades de 2100 metros.

Como conclusión, el límite técnico actual está en 2000 metros para la mayoría de cables y configuraciones. La única excepción son los cables tripolares en alta tensión, que no son adecuados para altas profundidades y potencias, no sólo por el peso, sino porque su rotura deja inutilizado un circuito, mientras que con 4 cables unipolares se puede reestablecer el servicio gracias al cable de reserva.

Parte II

Desarrollo

Capítulo 4

Entorno

En este capítulo se establece el marco del presente estudio. Se comienza describiendo el territorio y el entorno próximo de Canarias, para luego describir muy brevemente su demografía y economía. En el siguiente apartado se describe la situación actual de la energía en las islas, y posteriormente la situación energética del vecino más próximo, Marruecos. A continuación, se explican ciertos aspectos del medio natural que deben tenerse en cuenta para las instalaciones que se van a proponer. Por último, se apuntan las directrices básicas del desarrollo del estudio a modo de conclusión.

4.1 Territorio

Las Islas Canarias forman parte de la Región Macaronésica, que está situada en la zona este del Océano Atlántico. Más concretamente, se encuentran frente a las costas del noroeste de África, véase figura 4.1. Canarias cuenta con una posición estratégica, siendo un punto de encuentro entre Europa, África y América.

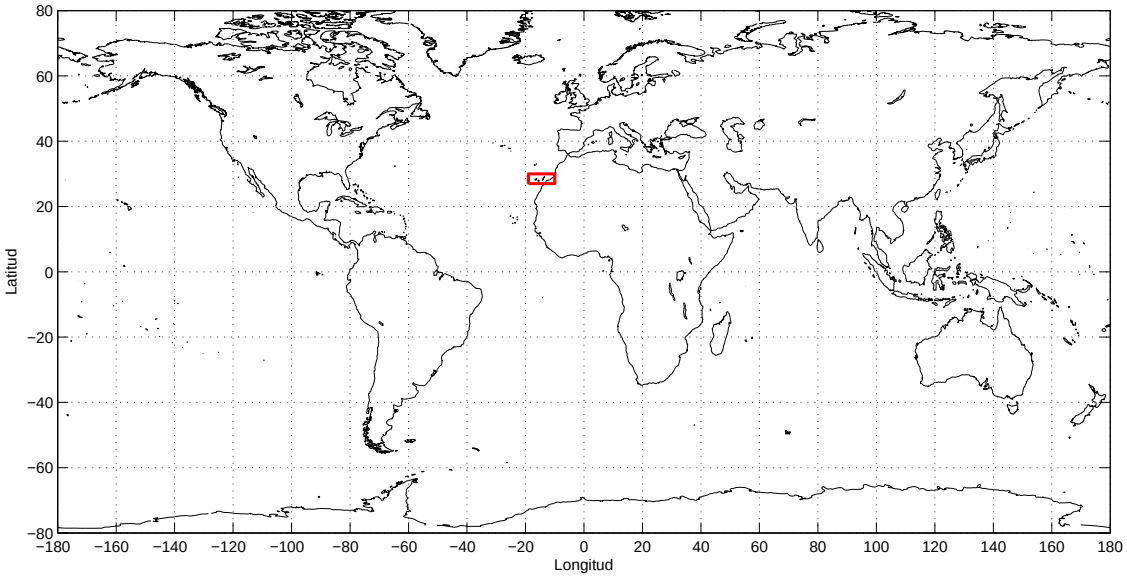


Figura 4.1: Localización de las Islas Canarias en el mapa mundial

El archipiélago es de origen volcánico y está formado por 7 islas: Lanzarote, Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera, El Hierro y La Palma. Ver figura 4.2. Existen además otras islas menores, como La Graciosa o Isla de Lobos, pero que se consideran políticamente

pertenecientes a las islas mayores más cercanas. Queda patente así la enorme fragmentación de su territorio, lo que tiene importantes consecuencias derivadas en todos los aspectos sociales y económicos.

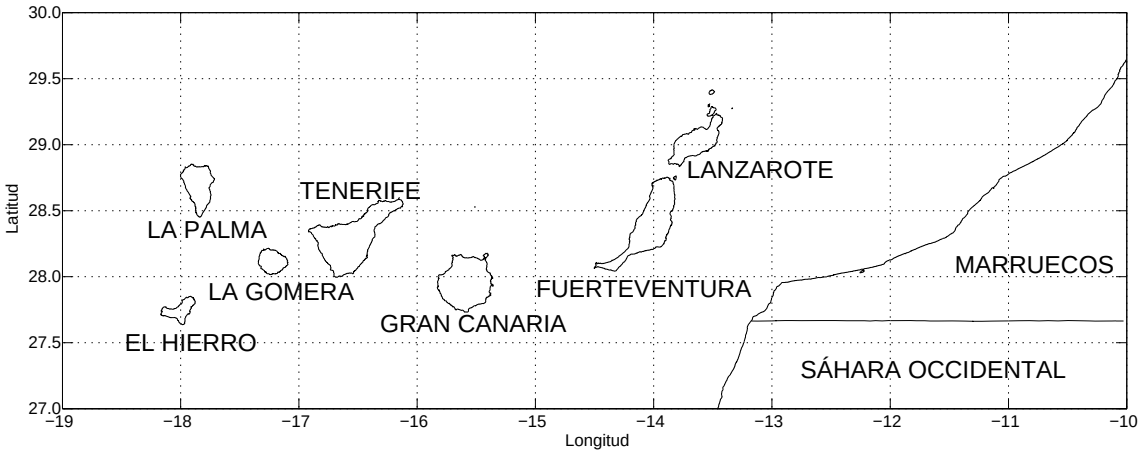


Figura 4.2: Localización de cada una de las islas

Las Islas Canarias forman parte de España, constituyendo la denominada Comunidad Autónoma de Canarias. La Comunidad Autónoma de Canarias se escinde administrativamente en dos provincias: la Provincia de Las Palmas y la Provincia de Santa Cruz de Tenerife.

La Provincia de Las Palmas circunscribe a 3 cabildos: Cabildo de Lanzarote, Cabildo de Fuerteventura y Cabildo de Gran Canaria. La Provincia de Santa Cruz de Tenerife comprende 4 cabildos: Cabildo de Tenerife, Cabildo de La Gomera, Cabildo de El Hierro y Cabildo de La Palma. Debajo de la figura del Cabildo está la figura de Ayuntamiento, que es la administración encargada de cada municipio.

Al este y sur de Canarias se sitúa Marruecos y el Sáhara Occidental, existiendo unos 112 kilómetros entre las poblaciones más cercanas: Gran Tarajal (Fuerteventura) y Tarfaya (Sáhara Occidental). A unos 470 kilómetros al norte se sitúa la Isla de Madeira (Portugal). Ver figura 4.3.

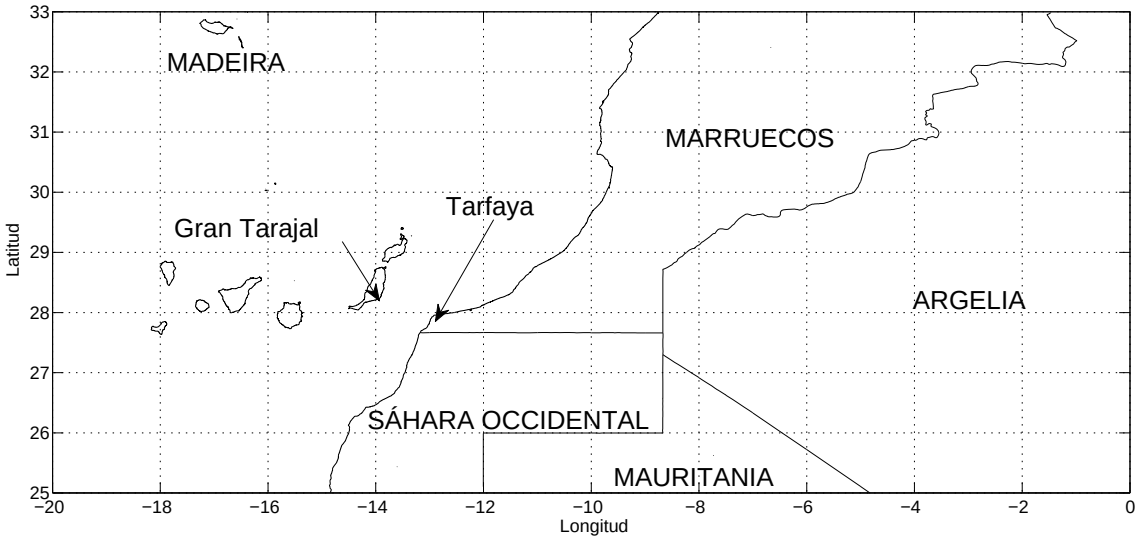


Figura 4.3: Mapa de las regiones vecinas

Dada la naturaleza del presente estudio, resulta relevante delimitar la territorialidad de las

aguas. La Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 1982, que entró en vigor el 16 de noviembre de 1994, y que fue suscrita por España el 15 de enero de 1997, establece que el Estado continental que tiene un archipiélago sólo puede considerar propias las 12 millas en torno a cada isla.

Hasta las costas de La Gomera, las Islas Canarias están en plena ZEE[1] de Marruecos, que se define desde la línea costera Marroquí hasta las 200 millas náuticas (370 kilómetros), aunque aún tiene la opción de expandirla hasta las 350 millas (648 kilómetros). Ver figura 4.4.

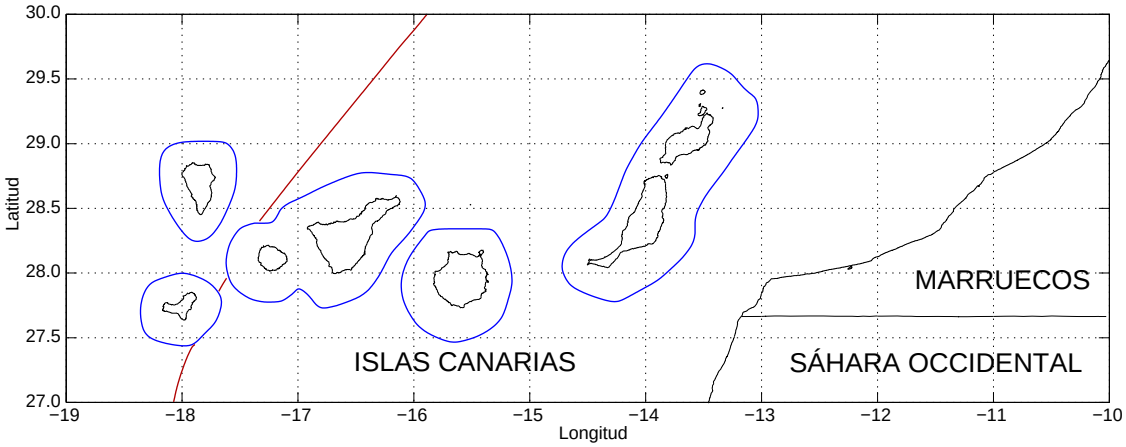


Figura 4.4: Territorialidad de las aguas. Las líneas azules delimitan las aguas españolas, la línea roja representa el límite de la ZEE marroquí.

4.2 Demografía y economía

El archipiélago tiene una población total de unos 2 millones de habitantes, siendo el reparto por islas muy desigual. Ver cuadro 4.1.

	Densidad de población hab./km^2	**Población** hab.	**Población** %	**Edad media** años
Lanzarote	156	141 437	6.7	35
Fuerteventura	57	103 492	4.9	33.8
Gran Canaria	523	845 676	40.0	37.7
Tenerife	425	906 854	42.7	38.6
La Gomera	60	22 776	1.1	42
El Hierro	39	10 960	0.5	42.3
La Palma	121	87 324	4.1	41.2
Total		2 075 968	100.0	

Tabla 4.1: Demografía por islas 2010, [39] [26]

Como se puede comprobar hay dos islas que comprenden el 82.7 % de la población, Gran Canaria y Tenerife. A continuación le siguen Lanzarote y Fuerteventura con un 11.6 %. La Palma tiene un 4.1 % de la población, mientras que La Gomera y El Hierro apenas tienen el 1.1 % y 0.5 %, respectivamente.

[1] Zona Económica Exclusiva

La economía se basa en el sector terciario, siendo el turismo el mayor exponente. Ello es debido al suave clima subtropical oceánico, con temperaturas bastante estables que fluctúan entre 18 y 25 °C. El turismo comenzó en los años 60 con los escandinavos, después vendrían los alemanes e ingleses, que forman el grueso del turismo. La temporada fuerte es la invernal, aunque el resto del año existe un turismo "base", tanto extranjero como español. En verano existe también una intensa actividad turística, que proviene también del turismo peninsular y regional.

La industria es escasa, básicamente industria agroalimentaria, construcción, tabaco y refinamiento de petróleo. Tenerife y Gran Canaria acumulan más del 80 % de las plantas industriales y más del 90 % del empleo del sector. La industria del resto de las islas está relacionada con el sector agroalimentario: tabaco en La Palma, conservas de pescado y quesos en Fuerteventura, quesos en El Hierro y vinos en Lanzarote. Los principales polígonos industriales son los de Güímar y Granadilla, en Tenerife, y Arinaga, en Gran Canaria. A pesar de las políticas favorables para la localización industrial, las grandes empresas no se han implantado en Canarias de manera significativa. El sector de la construcción es el que mayor crecimiento ha aportado en el último decenio, aunque en la actualidad está en un ciclo recesivo.

La estructura económica de las Islas Canarias se puede explicar atendiendo a los siguientes aspectos:

- **La fragmentación del territorio.** La dispersión territorial y la escasez de recursos materiales, cuyo máximo exponente es la escasez del agua, disminuyen la posibilidad de una diversificación económica basada en los recursos propios.
- **El carácter ultraperiférico de las Islas Canarias.** La lejanía de los mercados (península y Unión Europea) genera dificultades y gastos suplementarios en la producción local y las importaciones de materias primas y productos acabados.
- **Un mercado reducido.** Implica dificultades para que los agentes económicos operen con economías de escala. Este aspecto se refleja claramente en la estructura empresarial canaria: las empresas que mejor se ajustan a estas condiciones son los grandes monopolios o las microempresas.
- **La excesiva dependencia sobre pocos sectores.** Por ejemplo, dentro del sector terciario, la aportación del turismo es clave. Otro ejemplo es la industria agroalimentaria, en torno a la cual gira todo el sector industrial canario. En la mayor parte de estos sectores, los mercados se encuentran ya muy maduros.

Para paliar en parte las características diferenciales de Canarias con respecto al continente europeo, al cual políticamente está ligado, se ha ideado un marco fiscal particular, el REF[2]:

- **Reserva para las Inversiones en Canarias** RIC. La RIC disminuye de la base imponible del Impuesto de Sociedades (IS) hasta el 90 % del beneficio no distribuido, 80 % en el caso de profesionales que deben tributar por el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) por el importe de la dotación a la reserva, que debe invertirse en el plazo de tres años desde la dotación.
- **Impuesto General Indirecto Canario** IGIC. El IGIC unifica la imposición indirecta canaria. Se trata de un impuesto asimilable al IVA, aunque con tarifas sensiblemente inferiores.

[2] Régimen Económico y Fiscal Canario

Otra medida ha sido la implantación de la ZEC[3], que convierte a las Islas Canarias en una zona "off-shore" con ventajas tales como la plena libertad comercial, la reducción de hasta un 90 % del impuesto sobre sociedades, incentivos y bonificaciones, subvenciones al transporte, etcétera. La zona ZEC pretende aprovechar las ventajas presentes en el archipiélago para conseguir atraer empresas no residentes.

4.3 Energía

El marco territorial, social y económico presentado hasta ahora, son indicadores de que el gasto de recursos energéticos por persona es superior a los equivalentes en territorio continental. Sin embargo, desde el punto de vista del consumidor, los costes son similares a los del resto de España gracias al mecanismo de solidaridad interterritorial. El carácter ultraperiférico del archipiélago no sólo conlleva consumos y costes energéticos mayores, sino que genera una fuerte dependencia exterior para la obtención de dichos recursos.

La energía primaria que se consume en las Islas Canarias proviene casi exclusivamente de productos petrolíferos, teniendo una pequeña presencia la energía eólica y una diminuta aportación la energía solar, en el año 2008 [37]: 2116 ktep, 38 ktep y 5 ktep, respectivamente. La ausencia de gas natural y carbón provoca que la atención se centre únicamente en el petróleo.

En la tabla 4.2 se muestran los consumos de los distintos tipos de combustibles usados en Canarias [116].

Consumo t	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	El Hierro	La Palma
GR	0	0	0	57 030	0	0	0
GLP	9 730	7 471	26 042	50 375	949	399	3 954
Gasolina	43 007	28 332	215 233	266 605	4 052	2 526	20 793
Gasóleo	129 422	149 278	523 021	629 871	5 869	4 382	30 955
Dieselóleo	1 582	2 535	20 618	30 483	16 218	8 456	0
Fuelóleo	132 335	126 886	590 204	529 860	147	0	51 899
Eléctrico	201 592	211 832	821 146	888 707	14 936	8 456	54 127
Total	316 076	314 502	1 375 118	1 564 224	27 235	15 763	107 601
Eléctrico %	63.8	67.4	59.7	56.8	54.8	52.4	50.3

Nota: GLP (gases licuados del petróleo), GR (gas refinería)

Tabla 4.2: Consumo de combustibles en el mercado interior de Canarias, 2006, [116]

En la tabla 4.2 se puede comprobar que algo más de la mitad de los combustibles consumidos, se destinan a la producción de energía eléctrica. Por tanto, incidir en la mejora de los sistemas de producción, transporte y gestión de la energía eléctrica equivale a reducir una importante parte del consumo de combustible.

Dada la singularidad del caso de Canarias, el Estado Español define unos mecanismos de mercado y operación para los SEIE[4] (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla) diferentes del

[3] Zona Especial Canaria
[4] Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

caso peninsular. Según [31] los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos de las Islas Canarias son 4: Fuelóleo BIA (1 % de azufre), Fuelóleo BIA (0.3 % de azufre), Dieselóleo y Gasóleo (0.1 % de azufre). En [116] se encuentran publicados los consumos detallados de los combustibles destinados a la producción de energía eléctrica, en la tabla 4.3 se muestran las proporciones utilizadas para cada isla y tipo de combustible.

%	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	El Hierro	La Palma
Fuelóleo	65	59	69	58	0	0	96
Dieselóleo	0	0	0	1	99	100	0
Gasóleo	35	41	31	35	1	0	4
Gas refinería	0	0	0	6	0	0	0

Tabla 4.3: Consumo de combustibles para generación eléctrica por islas y tipo de combustible, 2006, [116]

La Dirección de Política Energética y Minas publica semestralmente los precios de los combustibles y su logística para cada uno de los SEIE de acuerdo a la definición presente en [31]. La publicación semestral aprueba los costes provisionales del semestre en curso, y esos mismos costes se corresponden con los definitivos del semestre anterior, aunque este año hubo un retraso en la publicación. En la tabla 4.4 se muestran los costes provisionales para el primer semestre de 2010 (definitivos para segundo semestre 2009) [35], y provisionales para el primer semestre de 2011 (definitivos para segundo semestre 2010).

€/t	Fuelóleo BIA 1 % de S	Fuelóleo BIA 0.3 % de S	Dieselóleo	Gasóleo 0.1 % de S
Costes combustible prov. p.s. 2010	326.06	362.12	439.62	442.10
Costes logística prov. p.s. 2010	23.58	59.64	55.16	36.07
Costes combustible prov. p.s. 2011	383.10	419.16	551.08	563.80
Costes logística prov. p.s. 2011	23.58	59.64	55.16	36.07

Tabla 4.4: Costes combustibles para generación eléctrica en Canarias. Provisionales para el primer semestre 2010 y 2011, definitivos segundo semestre de 2009 y 2010, respectivamente. [35] [36]

Nótese el importantísimo incremento de los costes entre ambos periodos, un 17.5 % para el fuelóleo 1 %, un 15.8 % para el fuelóleo 0.3 %, un 25.4 % para el dieselóleo y un 27.5 % para el gasóleo. Los incrementos son mayores para los combustibles menos pesados que para los pesados, lo que pone de manifiesto la necesidad de alternativas para las islas que consumen mayormente estos combustibles.

Sólo teniendo el precio del combustible, la diferencia en costes relativos de la generación eléctrica en cada isla es significativa. Suponiendo un consumo específico de 220 gr/kWh típico, el coste de generación (precios provisionales 2011) con fuelóleo 1 % es de 8.4 c€/kWh, mientras que el coste con dieselóleo es 12.1 c€/kWh. A ello hay que añadir la influencia de la tecnología, los costes de mantenimiento, parada/arranque, influencia del tamaño del grupo generador, etcétera, de manera que esta diferencia se acentúa aún más. En [31] se definen los costes y factores para tener en cuenta este hecho, para cada grupo generador específico

se establecen los valores de dichos parámetros, siendo actualizados cada cierto tiempo a través del BOE[5]. Posteriormente se desarrollará este aspecto.

La estructura de consumos de combustibles en cada una de las Islas Canarias es diferente, y es debida al diferente tamaño de los sistemas y su configuración, pero la necesidad de satisfacer la demanda es similar. La energía demandada en cada sistema en 2010 se muestra en la tabla 4.5.

MWh	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	El Hierro	La Palma
E_{anual}	776 604	584 267	3 308 232	3 235 249	61 118	35 841	230 770
E_{anual} **%**	9.24	6.92	40.16	39.56	0.76	0.46	2.90

Tabla 4.5: Demanda anual de energía eléctrica, 2010 [26]

Los resultados arrojan datos parecidos a los de población. Gran Canaria y Tenerife aglomeran el 79.72 % de la demanda de energía eléctrica, mientras que Lanzarote y Fuerteventura lo hacen en un 16.16 %. La Palma, El Hierro y La Gomera sólo alcanzan al 4.12 % del total demandado.

Las organizaciones relacionadas con los sistemas eléctricos se enmarcan actualmente bajo la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Desde la página web de la empresa encargada del transporte de energía eléctrica en España, REE[6] [29], se ha obtenido el mapa de los sistemas eléctricos de Canarias en 2010, ver figura 4.5.

Se puede observar que los sistemas en Gran Canaria y Tenerife se desarrollan alrededor de la costa, en donde se concentra la población. Además en ambos sistemas se tienen dos grandes centros de generación de energía eléctrica, cerca de los principales centros de consumo.

Lanzarote y Fuerteventura conforman un único sistema interconectado, el sistema se desarrolla prácticamente a lo largo de un único corredor de transporte, con dos centros de generación de energía eléctrico, uno por cada isla.

El sistema eléctrico de La Palma está compuesto básicamente por dos líneas de transporte y una única central convencional de generación de energía eléctrica. Los sistemas eléctricos de La Gomera y El Hierro son, a efectos prácticos, una red de distribución a 20 kV, con pequeñas centrales de producción.

Una vez repasadas las características diferenciales entre los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, queda claro que la interconexión permitiría una reducción de costes de generación. Asimismo, aumentaría el nivel de redundancia y diversificación de las fuentes energéticas. Se muestra así lo explicado en el apartado 1.2, pero de una forma particular para este estudio.

En capítulos posteriores, se desarrollarán por completo los modelos de los sistemas eléctricos involucrados en el estudio. Para ello, se hará uso de los datos publicados por REE, las

[5] Boletín Oficial del Estado
[6] Red Eléctrica de España

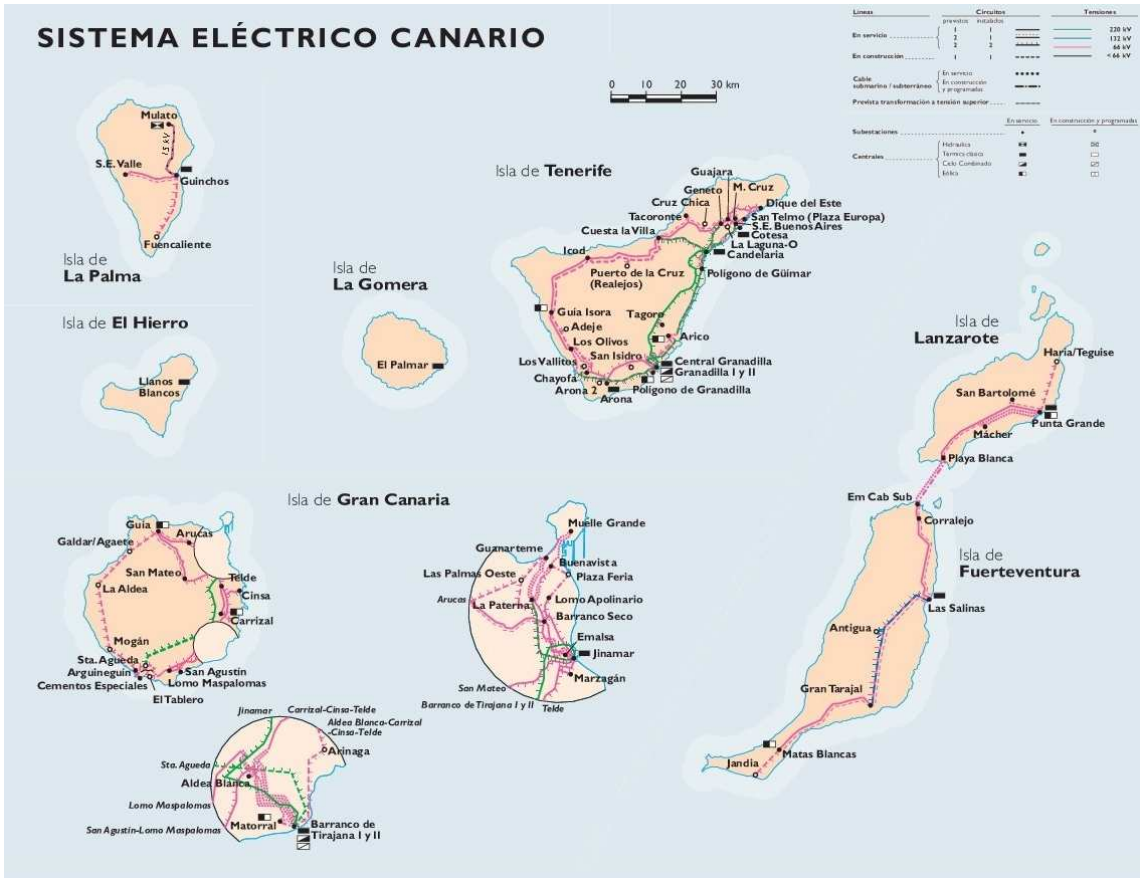


Figura 4.5: Sistemas eléctricos de las Islas Canarias en 2010 y instalaciones programadas, según REE [29]

planificaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las previsiones publicadas por la CNE[7] y el BOC[8]. Con los datos cotejados se estimarán los parámetros para los modelos.

4.4 Desarrollo energético del noroeste de África

Las posibilidades de interconectar eléctricamente las Islas Canarias con el continente africano dependen, en gran medida, del desarrollo que se produzca en la zona noroeste de África, la zona sur de Marruecos en particular[9].

Para tener una idea del tamaño del sistema marroquí, puede tomarse el dato de energía total producida más las importaciones netas de 2008, siendo ésta de 24568 GWh. En el conjunto de los sistemas canarios se demandó 9085 GWh en 2009, de los cuales 3648 GWh en Gran Canaria, 3594 GWh en Tenerife y 1468 GWh en Lanzarote - Fuerteventura. Aunque los datos utilizados no son conceptualmente los mismos, se pueden comparar para el objetivo pretendido de comparar ambos sistemas. El sistema marroquí demanda unas 3 veces más energía que la totalidad de canarias, unas 5 veces más que Gran Canaria y Lanzarote - Fuerteventura, o unas 7 veces más que Tenerife.

[7] Comisión Nacional de Energía

[8] Boletín Oficial de Canarias

[9] Se consideran las siguientes regiones: Laâyoune - Boujdour - Sakia El Hamra, Guelmim - Es-Semara y Souss-Massa-Draâ.

Aunque los datos agregados del sistema de Marruecos muestren que es bastante mayor cualquiera de los sistemas de las Islas Canarias o cualquier agregado de éstas, la zona cercana es especialmente débil. La red marroquí llega hasta Laayoune mediante un único circuito a 225 kV, que sale desde Glalcha y pasa por Tiznit y Tan-Tan, con una longitud desde Glalcha a Laayoune de 560 km. La longitud desde una hipotética subestación en Tarfaya, zona más cercana a Canarias, hasta Glalcha sería de 490 km, y desde Tarfaya hasta Laayoune 70 km.

Actualmente, hay instaladas 3 turbinas de gas de 50 MW en Laayoune, y otras 3 de 33 MW en Tan-Tan. El nudo que conecta la línea sur, Glalcha, es un nudo mallado con 4 líneas, incluyendo la sur, y forma parte de un anillo con Ait Melloul, Agadir y Chichaoua. Esta última subestación, Chichaoua, conecta todo el sur con las líneas del interior, en donde se concentra la generación hidráulica, y las líneas de la costa, donde se concentra gran parte de la generación térmica.

Por tanto, actualmente Tarfaya sería una conexión "insegura", en cuanto a que el sistema marroquí no presenta ningún tipo de mallado en esta zona. El fallo de la línea Glalcha-Tarfaya de 490 km dejaría a la subestación de Tarfaya conectada únicamente a Laayoune. Y el fallo de la línea Laayoune-Tarfaya dejaría a Tarfaya como un nudo antena del sistema de Marruecos.

Ahora bien, esta situación parece que va a cambiar, ya que en la zona cercana a Canarias hay planificada un ampliación importante de la red. Esta ampliación se llevará a cabo para poder inyectar la generación eólica y solar planificada por el ONE[10] [94], a través de un plan de energías renovables para todo Marruecos.

El plan de energía solar se denomina "Integrated Solar Energy Generation Project", y propone la instalación de 2000 MW de plantas solares térmicas. La distribución planificada es: 100 MW en Boujdour, 500 MW en Foum Al Ouad (sur del Laayoune), 500 MW en Sebhka-Tah (sur de Tarfaya), 500 MW en Ourzazate y 400 MW en Ain Beni Mathar. Debe notarse que de las cinco localizaciones, las tres primeras están al este de Canarias, y suman un total de 1100 MW. Sólo se ha ejecutado una planta en Ain Beni Mathar, que todavía funciona parcialmente alimentando parcialmente el ciclo de vapor de un ciclo combinado.

El plan de energía eólica se denomina "Integrated Wind Energy Generation Program", y propone la instalación de 2000 MW de generación eólica. El proyecto se ha estructurado en dos fases, una primera de 1000 MW y otra segunda de otros 1000 MW. La primera fase ya está desarrollándose, mientras que la segunda está en periodo de concurso. Como se podrá ver posteriormente, en la cercanía de Canarias van a instalarse 950 MW de eólica según dicho plan.

Acompañando a los proyectos eólicos y solar, se están haciendo inversiones en el almacenamiento, necesario para poder penetrar estas energías intermitentes. El bombeo planificado es cercano a los 1000 MW. La primera fase ya está en operación, y la constituye el STEP[11] I y II de Afourer, en el interior de Marruecos, con una potencia de bombeo total de 465 MW y 512 MW de turbinado. Está en fase de desarrollo el STEP de Abdelmoumen, también de unos 372 MW de bombeado y 412 MW de turbinado. A todo esto hay que añadir el resto de centrales hidráulicas existentes, un total de 1325 MW instalados.

En la figura 4.6 se muestra la red marroquí actual y la planificada para acoger todo el plan de generación renovable. En la zona de interconexión posible con Canarias, el norte del Sáhara Occidental y sur de Marruecos, se planifica el mallado de la red mediante la construcción de dos circuitos a 400 kV, desde Laayoune hasta Agadir, con las respectivas nuevas posiciones

[10] Office National d'Electricité du Maroc
[11] Station de Transfert d'Energie par Pompage o Estación de Transferencia de Energía para el Bombeo

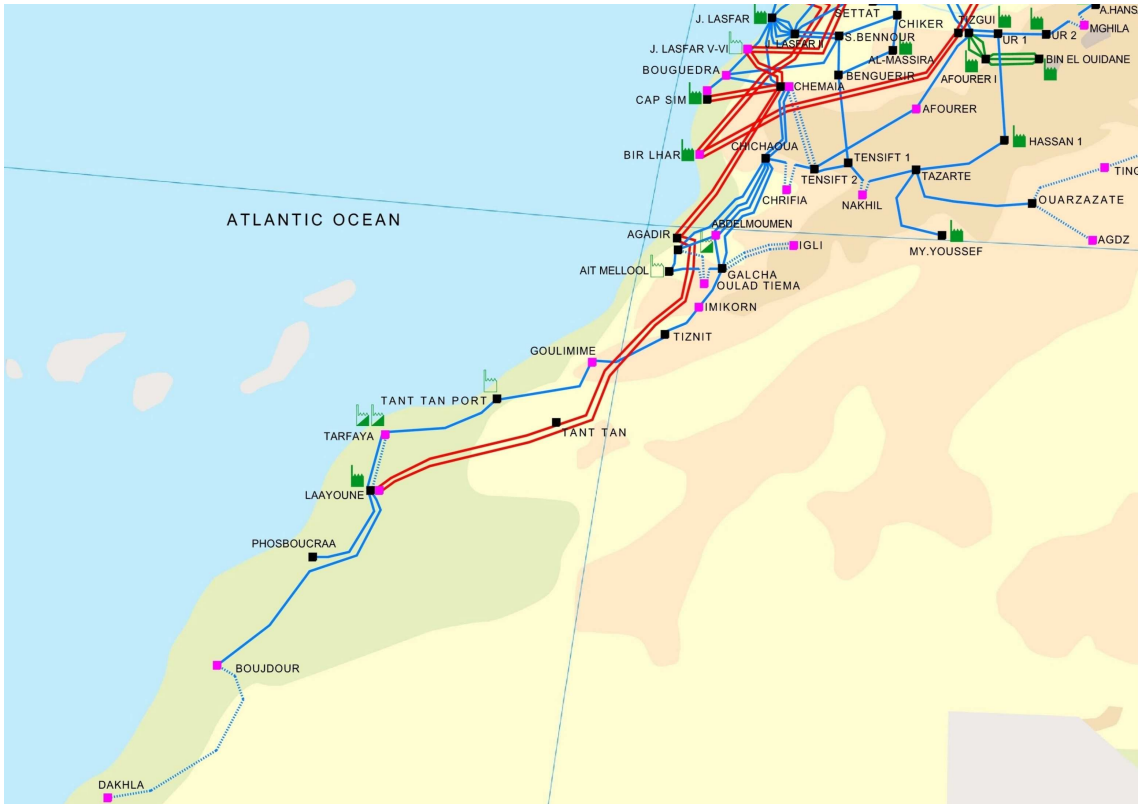


Figura 4.6: Red actual y planificada en Marruecos al este de Canarias, [88]. En negro las subestaciones existentes, y en magenta las subestaciones planificadas.

Figura 4.7: Red África-Europa propuestas por DESERTEC Foundation

a 400 kV. Teniendo en cuenta que el total de renovable a instalar en la zona alrededor de Laayoune es de 2000 MW, dos circuitos a 400 kV, cuya capacidad de transporte por circuito está alrededor de 1000 MVA o 1500 MVA (circuito dúplex con conductor Rail), parece ser una solución correcta ya que la punta de la curva monótona de toda la producción renovable de la zona difícilmente alcanzará el 90 % de la potencia instalada, y soportaría el fallo N-1.

Los proyectos de energías renovables hasta ahora presentados emanan en última instancia de entidades marroquíes, y son para la mejora propia del sistema de Marruecos. Sin embargo, parece claro que existe cierta sinergia entre Marruecos y Europa para que esto se lleve a cabo. Ya desde el inicio de la década de 1990 existen iniciativas europeas, por ejemplo el estudio "Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power" [42], en donde se estudian y analizan, las posibilidades de explotar los recursos de viento y radiación solar del norte de África para cubrir parte de la demanda de Europa. Para ello debe llevarse a cabo una ampliación de la interconexión entre todos los países del mediterráneo, ver figura 4.7.

Aunque la idea de la interconexión del mediterráneo no es nueva (existen estudios desde 1994 [74]), los avances en el transporte de potencia HVDC[12], la tecnología de cables submarinos y la expansión de los mercados eléctricos permiten actualmente concretar proyectos y hacerlos viables. La interconexión de todo el mediterráneo, iniciativa promovida por proyectos tales como EUMENA, Transgreen, o MEDRING, entre otros, se cabo a través de 3 ejes:

- Marruecos - Algeria - España.
- Algeria - Túnez - Libia - Italia
- Egipto - Chipre - Israel - Líbano - Siria - Turquía - Grecia.

Las posibilidades de la interconexión entre las Islas Canarias y África pasan por el desarrollo de dichos proyectos, ya que éstos permitirían una conexión a un punto de suministro más seguro.

4.5 Medio natural

Las interconexiones deben realizarse mediante cables submarinos de energía eléctrica, por lo que es necesario conocer el medio marino y costero. Interesa estudiar los cuatro aspectos más relevantes para este estudio: la protección medioambiental, la presencia de otros cables submarinos, la batimetría y parámetros físicos del océano.

4.5.1 Protección ambiental

Las Islas Canarias tienen un rico ecosistema que debe ser protegido. Ante tal objetivo, las distintas administraciones crean figuras de protección sobre las zonas a preservar de cierta actividad humana. Para el propósito de este estudio, interesa conocer las figuras de protección y conservación presentes en zonas costeras y marinas.

[12] High Voltage Direct Current

4.5.1.1 Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos

El artículo 9 de la ley 12/1994, publicado en el BOC número 157 en sábado 24 de diciembre de 1994, se crea la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, ENP, donde están representados los hábitats más significativos y los principales centros de biodiversidad. Las categorías de protección que integran esta Red son los Parques Nacionales, Parques Naturales y Parques Rurales, las Reservas Naturales Integrales y las Reservas Naturales Especiales, los Monumentos Naturales, Los Paisajes Protegidos y los Sitios de Interés Científico. Además también podrán incluirse aquellas categorías de rango internacional que designe el Parlamento de Canarias. La definición y restricciones de los usos del suelo para cada figura de protección se encuentra en dicha ley.

En la figura 4.8 se representan de forma agrupada las distintas zonas con su categoría de protección. La importancia de la protección ambiental en Canarias es tal que más del 40 % del territorio tiene asignada alguna figura de protección ambiental. Por tanto, para la proposición de alguna infraestructura en el archipiélago, se hace sumamente necesario tener en cuenta si el espacio que ocupa la infraestructura tiene asignado algún tipo de figura de protección.

4.5.1.2 Zonas de Especial Conservación

Las Zonas de Especial Conservación, ZEC, son áreas de gran interés medioambiental para la conservación de la diversidad, las cuales han sido designadas por los estados miembros de la Unión Europea para integrarse dentro de la Red Natura 2000. A diferencia que los Espacios Naturales Protegidos, donde sólo se protege el territorio terrestre, las ZEC protegen también los espacios marítimos. En la figura 4.9 se muestra un mapa con las zonas declaradas ZEC.

4.5.2 Cables submarinos de telecomunicaciones operativos

La administración de la que dependen las aguas por las que pasa un cable submarino debe ser informada previamente, de cara a obtener los derechos de paso. Una vez obtenidos dichos derechos, debe conocerse la presencia de otros cables en la ruta planeada. El proyectista de un nuevo cable, debe informar sobre la nueva instalación a los propietarios de otros cables que puedan compartir derechos de paso. De esta manera se establece un lazo de información necesario para que el nuevo proyecto salga adelante satisfactoriamente.

Ante el cruzamiento o paso cercano de cables, existe una organización, el ICPC[13], que tiene la función de organismo consultivo. El ICPC publica recomendaciones acerca de cómo deben plantearse estas incidencias.

El cruzamiento se diseña de tal forma que ambos cables puedan ser mantenidos a pesar del cruzamiento. Esto significa que la localización del cable existente y sus repetidores (caso de cable de datos) deben ser tenidos en cuenta, permitiendo que un eventual cable averiado pueda ser elevado hasta la cubierta del barco taller para su reparación, sin que se dañe ningún cable.

En el caso de paso paralelo a otros corredores de cables o conductos, deben establecerse unas distancias de seguridad, de tal forma que en las operaciones de reparación sean seguras. Cuando existe algún tramo de paso paralelo de cables y conductos de fluidos, debe conocerse las temperaturas de operación de dichos conductos. De esta forma, se puede evaluar el perfil

[13] International Cable Protection Committee

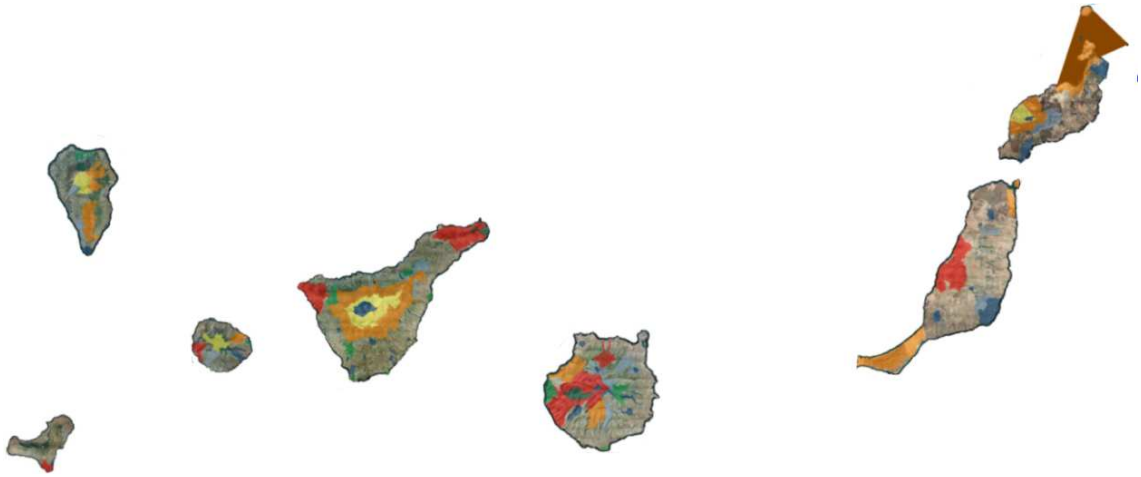


Figura 4.8: Mapa de Espacios Naturales Protegidos en las Islas Canarias, [25]

Figura 4.9: Mapa de ZEC en las Islas Canarias, [25]

de temperaturas en las cercanías del cable, y conocer así la capacidad de transporte del cable eléctrico.

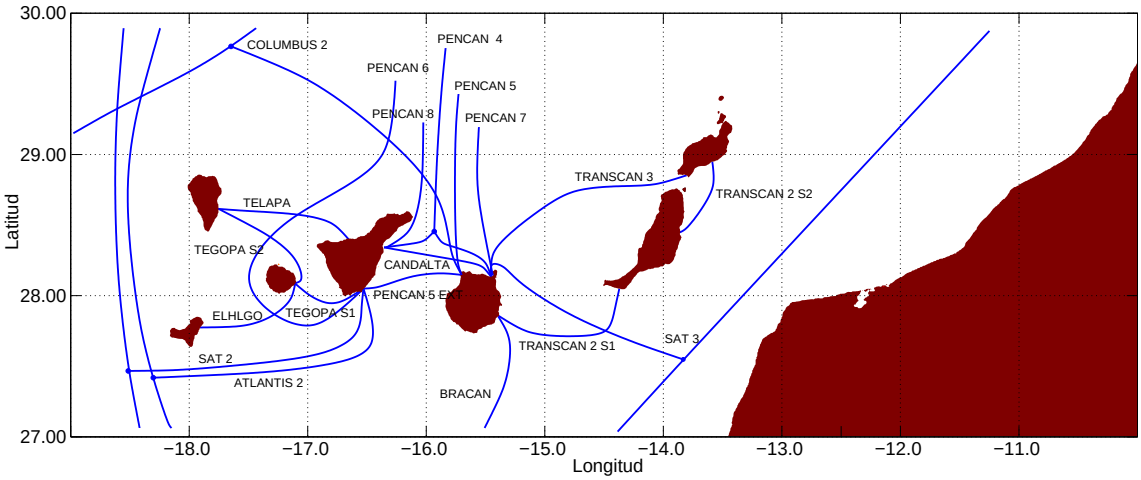


Figura 4.10: Cables submarinos de telecomunicaciones operativos en Canarias

En el entorno marino de Canarias existen multitud de cables de telecomunicaciones, y sólo tres de energía eléctrica: la interconexión Lanzarote-Fuerteventura antigua (30 kV - 20 MVA), la nueva (66 kV - 60 MVA) y la conexión de La Graciosa con Lanzarote (20 kV). Recopilando la información disponible en la web del ICPC [20] y en la web de historia de cables submarinos [90], se ha construido la tabla **??** y la figura 4.10, en donde se describen los cables submarinos de telecomunicaciones operativos en el entorno de Canarias. Existe planificado para 2011 la instalación de un nuevo cable, denominado PENCAN 8, que tendrá la ruta Conil (Cádiz) - Candelaria (Tenerife).

Denominación	Origen	Destino	Conexión
ATLANTIS 2	Tenerife	BU	Internacional
BRACAN 1	Gran Canaria	Brasil	Internacional
CANDALTA	Tenerife	Gran Canaria	Regional
COLUMBUS 2	Gran Canaria	BU	Internacional
PENCAN 4 C1	BU	Península	Nacional
PENCAN 4 C2	Gran Canaria	BU	Nacional
PENCAN 4 C3	Tenerife	BU	Nacional
PENCAN 5	Gran Canaria	Península	Nacional
PENCAN 5 Ext	Tenerife	Gran Canaria	Regional
PENCAN 6	Tenerife	Península	Nacional
PENCAN 7	Gran Canaria	Península	Nacional
PENCAN 8	Tenerife	Península	Nacional
SAT 2	Tenerife	BU	Internacional
SAT 3	Gran Canaria	BU	Internacional
TEGOPA S1	Tenerife	La Gomera	Regional
TEGOPA S2	La Gomera	La Palma	Regional
TELAPA	La Palma	Tenerife	Regional
ELHLGO	El Hierro	La Gomera	Regional
TRANSCAN 2 S1	Gran Canaria	Fuerteventura	Regional
TRANSCAN 2 S2	Fuerteventura	Lanzarote	Regional
TRANSCAN 3	Gran Canaria	Lanzarote	Regional

Nota: BU (Branching Unit)

Tabla 4.6: Cables submarinos de telecomunicaciones operativos en Canarias

4.5.3 Batimetría general

La profundidad es un factor limitante sobre la posibilidad de instalación de cables submarinos, ello es debido a las solicitaciones mecánicas a las que los cables submarinos y los barcos cableros son sometidos. En el capítulo 3 ya se analizó este aspecto, y se concluyó que la profundidad límite a medio plazo para este tipo de instalaciones se puede situar aproximadamente en los 2000 metros.

Por tanto, partiendo del mapa batimétrico general de las islas obtenido desde el GEBCO[14] corregido (ver apéndice A.1) y truncando la profundidad hasta los 2000 metros, se obtienen las zonas de corredores submarinos factibles. En la figura 4.11 se muestra un mapa isóbato entre 0 y -2000 metros, en donde se puede tener una idea aproximada del relieve submarino.

Se observa que la Provincia de Las Palmas puede ser potencialmente interconectada en su conjunto, y además puede interconectarse con el continente africano. En cuanto a la Provincia de Santa Cruz de Tenerife, la única interconexión posible es la de Tenerife con La Gomera.

4.5.4 Parámetros físicos del medio marino

Los parámetros físicos del océano circundante que más interesan en el estudio son: densidad del agua de mar, temperaturas, y alturas y periodos de las olas. Las corrientes marinas desde la superficie del agua (debidas al viento) y con la profundidad son también interesantes, pero para la fase de ejecución del proyecto, aquí se puede ignorar.

La densidad del agua de mar varía con la presión (profundidad), temperatura y la salinidad. Esta variación no es significativa para la utilización que se va a hacer de la densidad en este trabajo, y se puede tomar un valor medio de 1027 kg/m^3, [89].

Sin embargo, la variación de la temperatura con la profundidad sí es significativa. En las arribadas de los cables la temperatura es muy parecida a la superficial, pero al ir descendiendo en profundidad la temperatura va disminuyendo. Si la temperatura va disminuyendo, por el tramo profundo de un cable de energía eléctrica dado puede circular más corriente con respecto al tramo de costa, para una temperatura admisible dada y un cable dado.

La disposición del cable a lo largo del trazado es diferente. En los tramos costeros, durante el primer kilómetro de salida de la costa, los cables van enterrados y separados varias decenas de metros, como ya se dijo en 3.2. En los tramos de mayor profundidad, se puede optar por no enterrar los cables, pero la distancia de separación es incluso aumentada hasta algunos cientos de metros, para permitir una eventual reparación. Esto hace que se pueda estratificar el diseño del cable para distintos tramos, según profundidad y método de protección. El mapa de temperaturas en el fondo marino para el entorno de Canarias se muestra en la figura 4.12, para más detalles ver apéndice A.3.

En cuanto a las alturas significativas de las olas y los periodos medios y pico de las olas en alta mar, en [41] se pueden extraer estos datos para distintas zonas en Canarias. Observando los datos históricos para diferentes puntos en donde se dispone de datos históricos (ver apéndice A.2), se puede ver que los periodos de las olas más energéticas son mayores de 5 segundos, pero existiendo periodos mínimos de hasta 3 segundos. Las alturas significativas se sitúan en el entorno de los 2 metros, existiendo máximos de 5 metros.

[14] General Bathymetric Chart of the Oceans

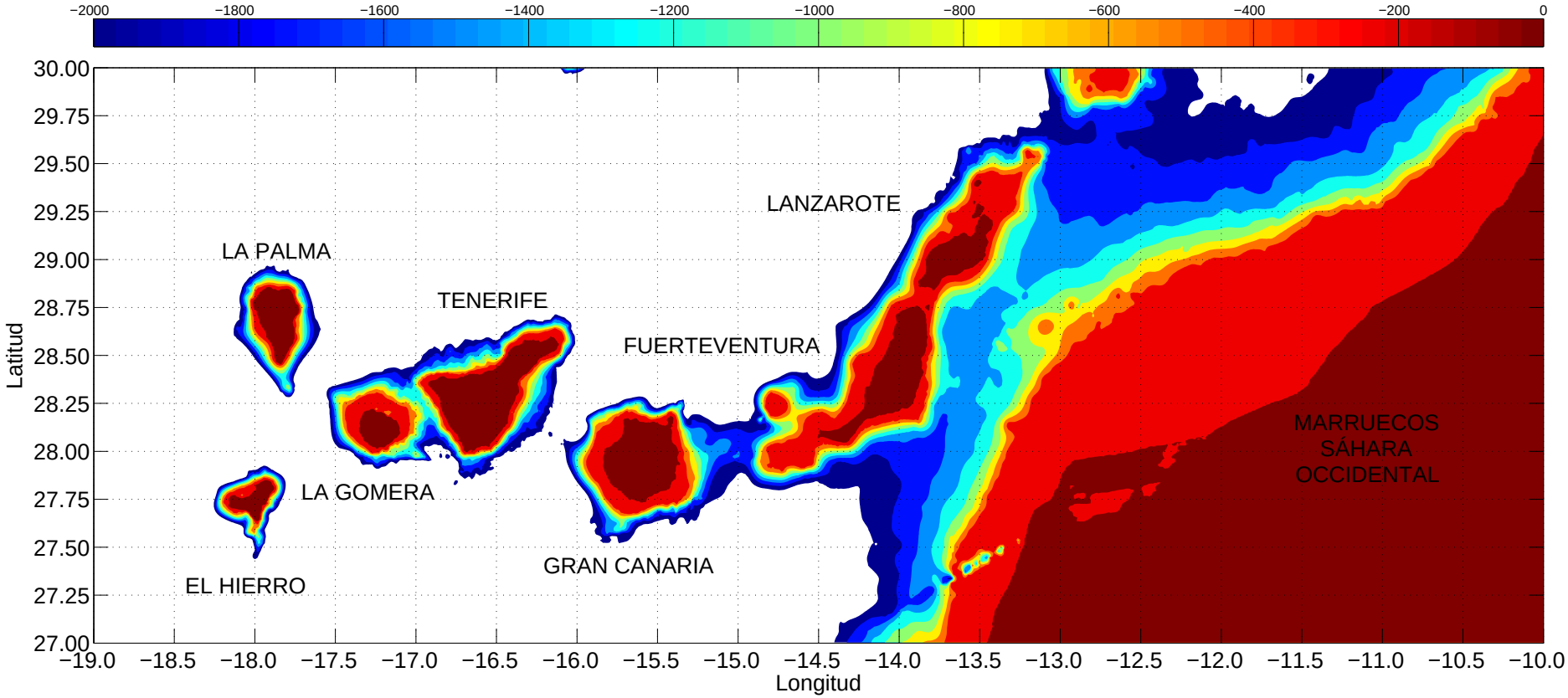


Figura 4.11: Batimetría de la zona de estudio acotada entre 0 y -2000 metros, isóbatas cada 250 metros

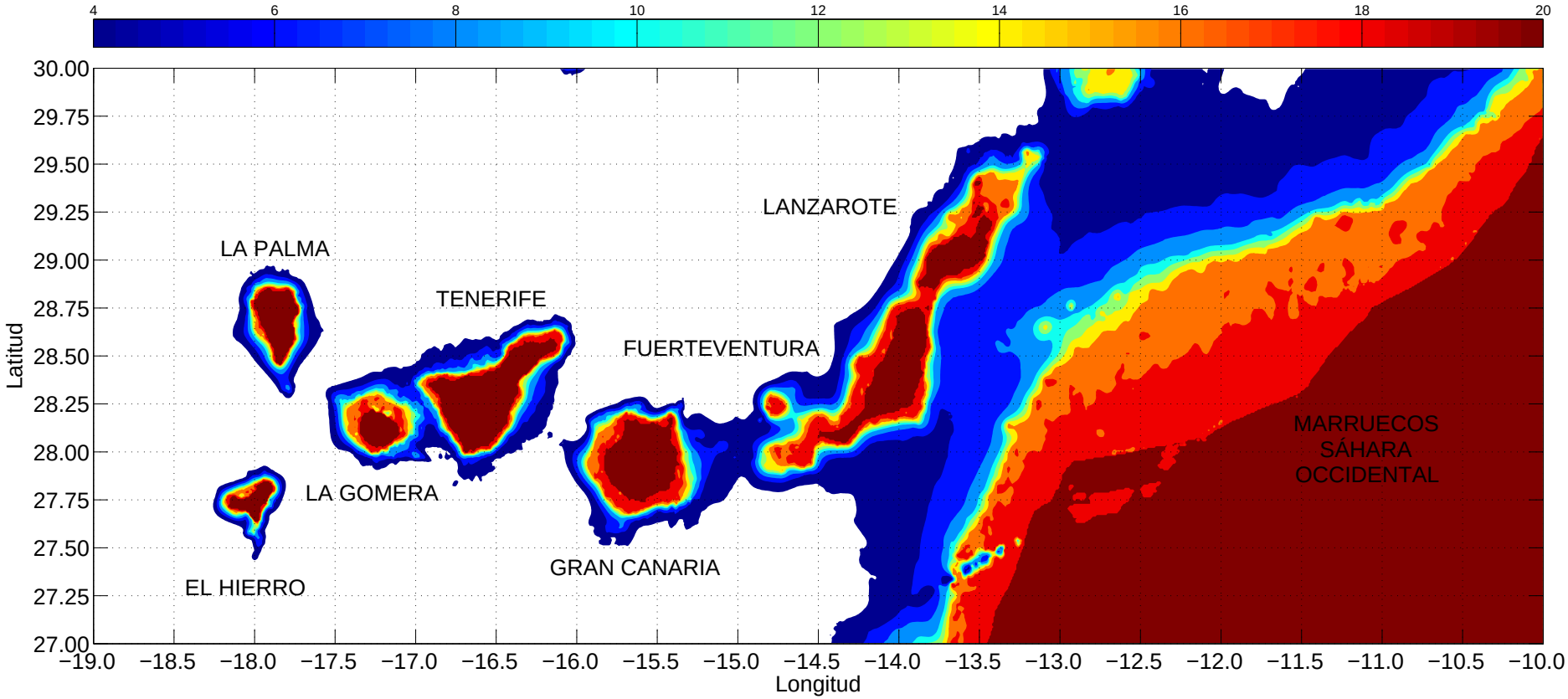


Figura 4.12: Temperaturas del lecho marino en la zona de estudio aplicando la curva de la figura A.8, isotermas cada 2°C

4.6 Conclusiones

Una vez se ha caracterizado el entorno en donde se enmarca este estudio, se observa que las particularidades geográficas de las Islas Canarias son un obstáculo para su desarrollo. No obstante, su importancia estratégica y su pertenencia a España, hace que en éstas se lleven a cabo medidas correctoras que igualen sus oportunidades con las del resto de España y la Unión Europea. Dentro de este marco de compensación, las inversiones necesarias para que las posibles interconexiones se lleven a cabo están justificadas.

Se deben diferenciar claramente las interconexiones entre islas, cuyo proyecto y operación depende de REE, y la conexión con el continente africano, que depende de ONE y REE, además de un acuerdo entre ambos países. Por otro lado, la territorialidad de las aguas entre Fuerteventura y Gran Canaria es marroquí, lo que debe tenerse en cuenta a la hora de iniciar un posible proyecto.

El interés de las interconexiones interinsulares se fundamenta en la seguridad y fiabilidad del suministro y en la economía de operación. La posibilidad de interconectar las Islas Canarias con el sistema eléctrico de Marruecos provoca un impacto positivo en dos importantes aspectos económico-estratégicos:

- Abre las puertas del archipiélago, o parte de él, al mercado eléctrico africano y europeo, generando oportunidades de negocio entre regiones.
- En perspectivas futuras de escasez de petróleo, en donde los proyectos de interconexión mediterránea cobran aún mayor relevancia, es necesaria dicha conexión para asegurar el suministro energético. Por tanto, es requisito previo tener realizadas las interconexiones interinsulares que la tecnología pueda ejecutar a medio plazo.

Aunque el interés de interconectar completamente el archipiélago y a éste con el continente africano es alto, no todas las interconexiones se pueden realizar, bien por motivos puramente técnicos, o bien por motivos técnico-económicos actuales y previstos. El análisis de la batimetría general y del tamaño de los sistemas eléctricos, figura 4.11 y 4.5 respectivamente, arroja resultados ya concluyentes:

- La Provincia de Las Palmas podría ser interconectada en su conjunto, y ésta podría interconectarse con Marruecos.
- Aunque existen dificultades técnicas para interconectar satisfactoriamente Tenerife y Gran Canaria, debido a que la profundidad máxima alcanzada en la mejor ruta es mayor que los límites técnico-económicos actuales, la importancia de ambos sistemas eléctricos incita a seguir profundizando en sus posibilidades, más aún teniendo en cuenta los estudios hechos en Hawaii [7].
- La pequeña isla de La Gomera puede interconectarse con Tenerife.
- Los sistemas eléctricos de La Palma y El Hierro quedan descartados del estudio a partir de este punto, y deberán tomar otras estrategias de cara a asegurar su suministro energético.

  En el caso de La Palma, además de ser un sistema pequeño, la longitud (60 kilómetros) y profundidad máxima (2600 metros) en la mejor ruta hace inviable técnicamente la instalación de un cable submarino de energía eléctrica, incluso a largo plazo.

En el caso de El Hierro, se tiene que es el menor de los sistemas eléctricos y tiene un proyecto de autoabastecimiento hidroeólico, [23]. Además, tanto la longitud (65 kilómetros) como la profundidad (>3000 metros) en la mejor ruta hacen que el proyecto sea técnicamente inviable según se ha visto.

En definitiva, se pueden definir tres zonas de interconexión, cada una con distintas características y posibilidades:

Zona de interconexión oriental Comprende el espacio entre Fuerteventura y Gran Canaria, y entre Lanzarote y Fuerteventura y la costa africana. Esta zona de interconexión tiene altas posibilidades técnicas, si bien pueden plantearse múltiples posibilidades en cuanto a la topología de las interconexiones.

Zona de interconexión provincial Comprende el espacio entre Gran Canaria y Tenerife. Esta zona de interconexión tiene bajas posibilidades técnicas.

Zona de interconexión occidental Comprende el espacio entre Tenerife y La Gomera. Esta zona de interconexión tiene altas posibilidades técnicas.

De acuerdo a lo visto en 1.4, la planificación se realiza en general con vista a dos horizontes temporales, 5 y 10 años. Para este estudio se seguirá el mismo criterio, se establecerán dos horizontes temporales: **2016** y **2021**.

Además de los horizontes futuros, se estudiará el horizonte presente **2010-2011**. Se han utilizado básicamente los datos de 2010, pero dado el estancamiento económico actual, y el retraso en el desarrollo de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 [34], no existe una diferencia importante en el estado de los sistemas eléctricos en ambos años. Por ello, dependiendo del contexto se utilizará el año 2010 o el año 2011 para referirse al estado actual.

De aquí en adelante, el marco de trabajo se restringirá a todas las islas, a excepción de La Palma y El Hierro, y la costa africana.

Capítulo 5

Redes eléctricas

En este capítulo se describen las redes eléctricas actuales y futuras, de acuerdo a la última planificación publicada, la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, [34]. Se trata básicamente de establecer la topología, es decir, los nudos y líneas de los sistemas.

Se empieza con una introducción a las características generales de los sistemas, para luego ir sistema a sistema describiendo las topologías. Para finalizar, se analizan éstas desde un punto de vista meramente cualitativo, pudiéndose establecer los potenciales puntos de interconexión. La red eléctrica para 2021 se supone similar a la que se tiene planificada para 2016. Esta hipótesis es válida en la medida en que la planificación se hizo con perspectivas muy optimistas en cuanto al crecimiento de la demanda, perspectivas que no se han cumplido, como se podrá comprobar en el capítulo 6.

5.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de las Islas Canarias son sistemas aislados compuestos por líneas de transporte de pequeña longitud, a lo sumo de unos 40 kilómetros. En realidad, con respecto a los estándares continentales, no se podría hablar de una red de transporte, sino de una red de subtransporte.

A medida que ha ido creciendo la demanda, en particular en Gran Canaria y Tenerife, se ha ido haciendo necesario robustecer los sistemas mediante nuevas líneas de transporte, no sólo para alimentar nuevas subestaciones, sino para aumentar la capacidad de transporte entre los distintos centros de consumo y de generación. Ambas islas tienen una topología del sistema muy parecida, tienen dos grandes centros de consumo, las capitales y los centros turísticos, y dos grandes centros de generación en las afueras de los centros de consumo.

Antes de la década de los 90, las centrales estaban interconectadas por líneas a 66 kV que también alimentaban subestaciones intermedias. De esta manera, en lo que respecta a la explotación del sistema, había una baja capacidad de respaldo de las centrales entre sí. Cuando a mediados de los 90 se pusieron en operación las líneas de transporte a 220 kV que interconectan las centrales, se mejoró sustancialmente este aspecto. Además, se podía plantear el hecho de generar en la central en donde es más económico, por tener una tecnología más moderna y barata.

Actualmente, debido al incremento previsto, se plantea realizar un verdadero transporte a 220 kV, es decir, se ha planificado un mallado en la red de 220 kV a lo largo de los ejes principales de los sistemas. La existencia de únicamente dos centrales de producción en cada una de las islas plantea un problema, ante un evento en una de las centrales que la

deje completamente fuera de servicio, existen altas probabilidades de que la totalidad de la demanda quede sin satisfacer. Ante este escenario, la planificación [34] plantea que se busquen nuevas localizaciones para nuevas centrales en otros puntos de las islas.

En el caso de Lanzarote y Fuerteventura, actualmente tienen una red íntegramente a 66 kV, pero en los últimos años se ha mostrado insuficiente para la demanda existente, de manera que se ha hecho necesario el uso de equipos electrógenos en ciertas subestaciones. Este retraso en el planeamiento se prevé subsanar en los próximos años mediante el establecimiento de un eje a 132 kV y la ubicación de nuevas centrales, [34].

Para La Gomera se ha planificado la construcción de dos subestaciones a 66 kV y una línea de transporte que las une. Téngase presente que el tamaño del sistema es tal que se distribuye directamente desde la central de generación a 20 kV.

Para llevar a cabo la construcción de la topología de los sistemas, caracterizando las subestaciones y las líneas de transporte, se ha seguido el siguiente proceso:

- Se comienza construyendo las redes planteadas por la ORDEN 1371 de 28 de septiembre de 2005 publicada en el BOC, [24].
- Se cotejan las diferencias entre estas redes y las últimas publicadas por REE[1] a 1 de enero de 2010.
- Con el apoyo de los datos que aparecen sobre los sistemas eléctricos en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, [32], y de las búsquedas específicas en el BOC[2] se han caracterizado los datos diferenciales con respecto al punto anterior.
- Se construyen las redes eléctricas para 2016 partiendo de la red en 2010 y siguiendo la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 [34]. Se va a suponer que en 2021 la red permanecerá similar a 2016, hipótesis se cree adecuada, ya que se llevan varios años de retraso en el desarrollo de la planificación actual, y probablemente así seguirá siendo.
- En algunos casos particulares, se ha recurrido al *Google Maps* para medir distancias y observar la conexión de ciertos circuitos.

Desde el apartado 5.2 hasta el 5.6 se realiza una descripción somera del proceso seguido para la construcción de las redes eléctricas. En el apéndice D se resumen las tablas descriptivas de las redes eléctricas. Para la estimación de la capacidad de transporte de las líneas y su modelización véase el apéndice C.

Una vez se tienen las redes eléctricas, se puede plantear las localizaciones más adecuadas de los puntos de interconexión y la topología de las interconexiones desde un punto de vista meramente geográfico/eléctrico. Esta discusión se realizará en la sección 5.7.

5.2 Lanzarote - Fuerteventura

El sistema eléctrico de Lanzarote - Fuerteventura se puede considerar como tal gracias a la reciente interconexión a 66 kV realizada. El sistema está básicamente formado por único corredor con circuito simple a 66 kV, exceptuando en el centro de Lanzarote, en donde hay un cierto mallado de la red. La ausencia de mallado, especialmente en Fuerteventura, hace que

[1] Red Eléctrica de España
[2] Boletín Oficial de Canarias

sea un sistema con mucho riesto de interrupciones de suministro. En Lanzarote este hecho sólo ocurre en Playa Blanca, pero gracias a la interconexión con el sistema de Fuerteventura queda respaldada por éste.

Ambos sistemas se habían unido en 1977 mediante un enlace en media tensión, 30 kV, y tenía una capacidad de transporte de 20 MVA [99], pero debido a la escasa potencia de la interconexión con respecto a la demanda en la última década de las subestaciones frontera, y a la finalización de su vida, resultaba obsoleto. Actualmente, cuenta con un enlace de 60 MVA, instalado en diciembre de 2004 [98] y puesto en operación en 2008.

5.2.1 2010

En [24] se explicita el sistema Lanzarote - Fuerteventura en 2005, según se puede comparar con el mapa de REE a 1 de enero de 2010 la red a permanecido casi inalterada desde entonces. Las diferencias estriban en la instalación de dos nuevos circuitos entre Punta Grande y San Bartolomé y en la actualización de la interconexión entre islas.

Las especificaciones de las dos nuevas líneas, entre las subestaciones de Mácher y Punta Grande, se encuentran en el BOC, número 83, a jueves 24 de abril de 2008, referencia 1570. Las especificaciones de la nueva interconexión se encuentran en BOC, número 161, a jueves 18 de agosto de 2005, referencia 2974. También se encuentran especificaciones más completas del diseño del cable en [97].

El resultado del cotejo de datos se muestra en las tablas D.1 y D.2 del apéndice D y en el plano **SE1**.

5.2.2 2016

Siguiendo las planificaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio [34] se consigue plantear el sistema Lanzarote - Fuerteventura para 2016. En dicha planificación hay elementos importantes que están por concretar.

Por un lado, la ubicación de la nueva central en Fuerteventura está en el aire. Según la propia planificación [34] se establecería en Monteagudo, situado entre Pto. del Rosario y Gran Tarajal. Sin embargo, según las últimas noticias [16], se realizará en una ubicación entre Matas Blancas y Gran Tarajal. Aún así, todavía no hay nada en firme, por lo que se ha supuesto la última confirmación disponible.

Por otro lado, también la ubicación de la nueva central en Lanzarote no está definida. Se supondrá situada en donde establece [34], al norte de Playa Blanca.

El resultado se muestra en las tablas D.3 y D.4 del apéndice D y en el plano **SE4**.

5.3 Gran Canaria

El sistema eléctrico de Gran Canaria es el mayor de las Islas Canarias junto a Tenerife en cuanto a potencia demandada y capacidad de generación. Se desarrolla básicamente por la coste este de Gran Canaria, y tiene dos centros de consumo importantes, Las Palmas de Gran Canaria y el sur de la isla, además de la zona de Telde hasta Vecindario. Los dos centrales

eléctricas se sitúan cerca de los grandes centros de consumo, en Jinámar y en el Barranco de Tirajana.

Existe una línea de transporte a 220 kV de doble circuito que interconecta las subestaciones en donde se sitúan las centrales eléctricas, el resto del transporte se realiza a 66 kV. Esta línea permite mejorar el respaldo entre centrales y aumenta la capacidad de transporte entre ambos centros.

Desde Jinámar hacia el norte hay un importante mallado que suministra a la capital y al norte de la isla, toda esa carga depende de la subestación de Jinámar. Asimismo, desde aquí salen varias líneas que alimentan las medianías del norte, la zona alrededor de San Mateo, y el noroeste, alrededor de Guía. La zona sureste se alimenta desde una línea de 66 kV a doble circuito que tiene por extremos Jinámar, Bco. Tirajana y Aldea Blanca. La zona sur se alimenta íntegramente mediante líneas que salen desde Bco. Tirajana y Aldea Blanca.

5.3.1 2010

En [24] se describe el sistema de Gran Canaria en 2005, parecido a como está en la actualidad, según se puede comparar con el mapa de REE a 1 de enero de 2010. Existe una nueva subestación, La Paterna, y la topología de la red ha variado en algunas zonas, especialmente en la capital, Las Palmas de Gran Canaria. Cotejando esta información, el mapa de REE, la planificación [34] y búsquedas en el BOC se ha conseguido establecer las características de las modificaciones topológicas de las líneas hasta 2010.

El resultado del cotejo de datos se muestra en las tablas D.5 y D.6 del apéndice D y en el plano **SE2**.

5.3.2 2016

Siguiendo las planificaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio [34] y los datos de las últimas actuaciones a través del BOC, se ha conseguido plantear el sistema de Gran Canaria para 2016.

La ubicación de la subestacion Arinaga se encuentra en el BOC, número 1, de Lunes 4 de enero de 2010, referencia 16. Las caracterísiticas de los circuitos Bco. Tirajana - Arinaga se encuentran en el BOC, número 1, de Lunes 4 de enero de 2010, referencia 17. Nótese que esta subestación estaba planificada para 2007 en [34], sin embargo a fecha de enero de 2010 todavía se estaba declarando de utilidad pública, esto es, al menos 3 o 4 años en el retraso del desarrollo de la planificación. En [28] se muestra el desmallado que se planifica hacer en la subestación de Jinámar, para ello se construye una nueva subestación denominada "Nuevo Jinámar".

El resultado se muestra en las tablas D.7 y D.8 del apéndice D y en el plano **SE5**.

5.4 Tenerife

El sistema eléctrico de Tenerife es, junto con Gran Canaria, el mayor en cuanto a tamaño y potencias de demanda. El sistema se desarrolla alrededor de toda la costa, especialmente en la capital, Santa Cruz de Tenerife, y en los centros turísticos de Adeje y el Puerto de la

Cruz. Las subestaciones de la costa noroeste están cerradas por un anillo a 66 kV en línea simple con el sur de la isla y con el Puerto de la Cruz. Al igual que ocurría en Gran Canaria los centros de generación, Candelaria y Granadilla, están interconectados por una línea de doble circuito a 220 kV.

5.4.1 2010

En [24] se describe el sistema de Tenerife en 2005, muy similar a como está en la actualidad, según se puede comparar con el mapa de REE a 1 de enero de 2010. Las diferencias se concentran en la topología en la red presente en el sur de la isla, en donde la tormenta Delta obligó a reconstruir algunas líneas. Cotejando esta información, el mapa de REE, la planificación [34] y las búsquedas en el BOC se ha construido el sistema en 2010.

El resultado del cotejo de datos se muestra en las tablas D.9 y D.10 del apéndice D y en el plano **SE3**.

5.4.2 2016

Siguiendo las planificaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio [34] y los datos de las últimas actuaciones a través del BOC, se consigue plantear el sistema de Tenerife para 2016. En [28] se muestra el desmallado que se planifica hacer en la subestación de Candelaria 220 kV, para ello se construye una nueva subestación denominada "Caletillas".

El resultado se muestra en las tablas D.11 y D.12 del apéndice D y en el plano **SE6**.

5.5 La Gomera

El sistema eléctrico en La Gomera es sólo un sistema de distribución, conformado por un anillo a 20 kV que recorre las principales poblaciones de la isla (San Sebastián, Hermigua, Agulo, Vallehermoso, Valle Gran Rey, Alajeró y Playa de Santiago).

Dado el objetivo de este proyecto, no se considera necesario desarrollar dicha red, y el sistema para el horizonte 2010 puede quedar integrado en el principal nudo, la subestación de El Palmar (San Sebastián), en donde se concentrará la demanda y la generación.

Según la planificación 2008-2016, está planeado construir dos subestaciones a 66 kV, una en El Palmar y otra en Alajeró, [34]. Ambas subestaciones se conectarán mediante dos circuitos, montados muy probablemente sobre apoyos de doble circuito, con una longitud de 25 km y 42 MVA de capacidad de transporte (conductores LARL-145). Tras revisar los datos de [34], parece que este documento se ha equivocado en la denominación de la subestación, ya que por un lado la longitud de la línea no coincide, y por otro lado el otro núcleo de población más importante se encuentra precisamente a unos 25 km y es Valle Gran Rey.

Sin embargo, ese documento queda obsoleto en el momento en el que se ha elaborado un Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la isla de La Gomera (PTEOIE) nuevo, el cual propone la implantación de un anillo a 66 kV que transcurre por el mismo corredor que el de 20 kV actual. Se plantea la construcción de 3 subestaciones en los núcleos poblacionales principales: San Sebastián (subesación El Palmar), Valle Gran Rey y Vallehermoso.

El desarrollo se llevaría a cabo en dos fases: corredor sur (El Palmar - Valle Gran Rey), y el cierre norte del anillo (Valle Gran Rey - Vallehermoso - El Palmar). Las longitud del circuito entre El Palmar - Valle Gran Rey es de 23 kilómetros, el circuito Valle Gran Rey - Vallehermoso es de 13 kilómetros, y el circuito Vallehermoso - El Palmar es de 21 kilómetros. Se va a suponer realizado mediante conductores LARL-145, cuya capacidad térmica es de 42 MVA, y coincide con los conductores propuestos en la planificación 2008-2016.

En el apéndice D no se mostrará ninguna tabla, ya que aquí queda descrita la red eléctrica para los propósitos del presente. Sin embargo, sí se ha construido un plano, el plano **SE7**.

5.6 Área sur de Marruecos/Sáhara Occidental

Según se vio en el capítulo 4, la parte del sistema africano a donde se conectarían las Islas Canarias es un sistema débil y poco mallado actualmente, véase la figura 5.1.

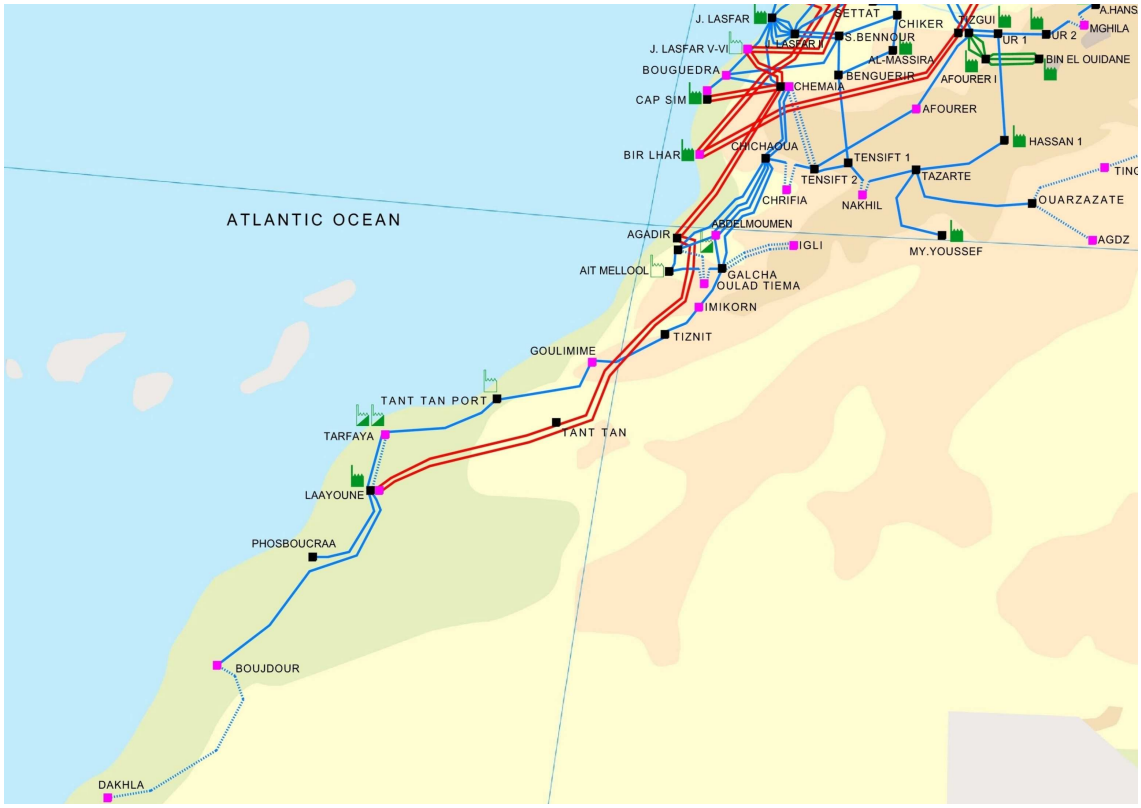


Figura 5.1: Red actual y planificada en Marruecos al este de Canarias, [88]. En negro las subestaciones existentes, y en magenta las subestaciones planificadas.

Sin embargo, las planificaciones previstas mejorarían mucho este aspecto, y es en ese momento cuando interesaría la interconexión. Por tanto, el horizonte temporal en mente debe ser el año 2021, una vez ejecutadas las actualizaciones para integrar las renovables que la ONE[3] y el Gobierno de Marruecos pretenden instalar.

Sólo se conocen datos de la red en cuanto a su topología: las distintas subestaciones del sistema, las líneas de transporte y sus tensiones, datos de generación y la transformación en algunas subestaciones. Se desconocen las capacidades de transporte de las líneas, y por

[3] Office National d'Electricité du Maroc

ende, sus conductores. Las subestaciones de interconexión cercanas a Canarias, si se eligiese una de las ya existentes, serían Tarfaya (225 kV), Tan-Tan (225 kV) o Laayoune (225 kV o 400 kV).

Se desconocen los conductores utilizados en las líneas, y por tanto su capacidad de transporte. Asimismo, se desconoce el número y potencia de transformadores de transporte 400/225 kV. Es por ello que se hace necesario hacer hipótesis sobre estos datos.

Se utilizará como referencia principal acerca del sistema eléctrico de Marruecos el estudio particular hecho en [119, Resultados>Acción 1.5]. Dicho estudio formó parte del Proyecto Takatona, siendo realizado por el autor del presente en colaboración con el ITC[4], y en paralelo a la finalización del este Proyecto Fin de Carrera. Es por ello que el trabajo específico hecho en él quedará en el documento oficial, y aquí sólo se expondrán ciertos datos y resultados resumidos.

En las tablas D.13 y D.14 del apéndice D y en el plano **SE8** se muestran las subestaciones y líneas de la zona sur del sistema eléctrico de Marruecos. Nótese que es una vista resumida de lo que aparece en [119, Resultados>Acción 1.5].

5.7 Topología de las interconexiones

En el capítulo anterior, capítulo 4, se definieron tres zonas interconectables denominadas: oriental, provincial y occidental. En la figura 5.2 se representan las subestaciones presentes en cada sistema y se etiquetan aquellas que son posibles puntos de interconexión. Téngase presente que se utilizan las subestaciones planificadas, es decir, el escenario 2016 planteado por la planificación [34].

En las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se muestran las subestaciones que, en principio, están mejor situadas para la interconexión de los distintos sistemas en las distintas zonas interconectables.

Costa africana	Costa Lanzarote - Fuerteventura	Costa este Gran Canaria
Tarfaya	Punta Grande	Jinámar
Tan-Tan	Las Salinas	Cinsa
Laayoune	Gran Tarajal	Arinaga
	Matas Blancas	Bco. Tirajana
	Jandía	

Tabla 5.1: Zona interconexión oriental

Costa suroeste y sur Gran Canaria	Costa sureste Tenerife
La Aldea	Candelaria
Mogán	Arico
Santa Águeda	Granadilla

Tabla 5.2: Zona interconexión provincial

[4] Instituto Tecnológico de Canarias

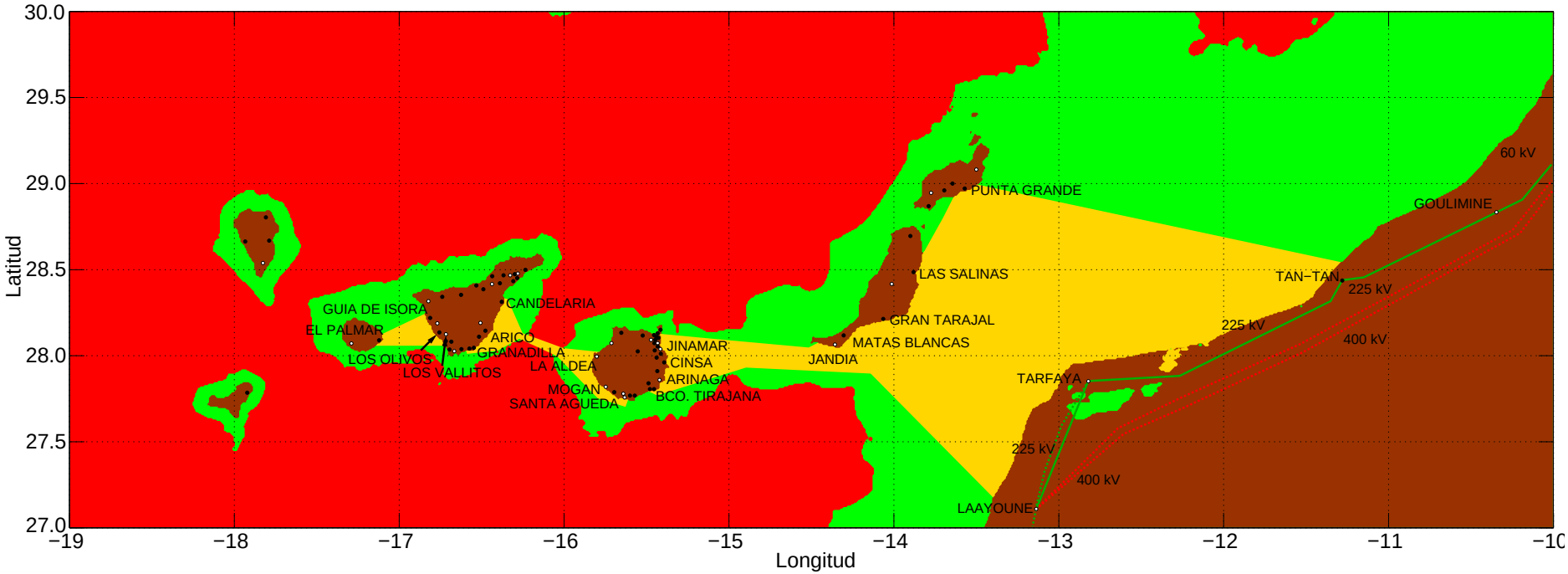


Figura 5.2: Mapa de subestaciones actuales (puntos negros), subestaciones planificadas (puntos blancos), zona de profundidad menor que 2000 metros (zona verde) y pasillos posibles (zona amarilla)

Costa oeste Tenerife	Costa este La Gomera
Guía de Isora	El Palmar
Los Olivos	
Los Vallitos	

Tabla 5.3: Zona interconexión occidental

5.7.1 Zona interconexión oriental

En el capítulo 4 se definió la zona de interconexión oriental como aquella que comprende la interconexión de los sistemas eléctricos de Marruecos, Lanzarote - Fuerteventura y Gran Canaria. El primer paso será examinar qué posibles topologías pueden aparecer para estas interconexiones. El caso ideal sería mallar los distintos sistemas eléctricos, tal y como se muestra en la figura 5.3 si se utilizasen todas las líneas continuas señaladas.

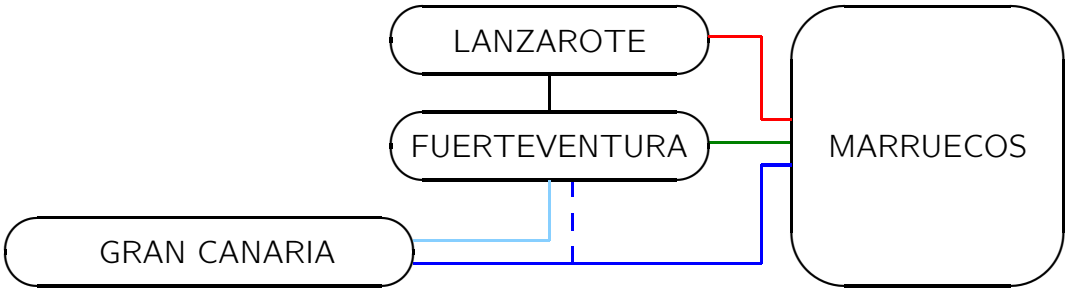


Figura 5.3: Posibilidades topológicas de interconexión de la zona oriental

La isla adecuada para interconectar Gran Canaria con el sistema Lanzarote - Fuerteventura es Fuerteventura (línea azul claro en figura 5.3), por motivos obvios de cercanía. Como ya se señalo, esta interconexión es la prioritaria dentro de la zona de interconexión oriental.

Cualitativamente, según lo que se ha mostrado en este capítulo, el sistema marroquí cercano a las islas es un sistema débil, aunque si se materializacen las líneas de 400 kV planificadas desde Laayoune hacia el norte, dicha zona ganaría bastantes enteros en cuanto a capacidad de transporte y potencia de cortocircuito.

El coste de interconectar cualquiera de los sistemas isleños con Marruecos sería muy alto, con lo cual no queda justificado interconectar los sistemas de las tres islas orientales con Marruecos. A lo sumo, se plantea sólo un proyecto que interconecte alguno de los sistemas isleños con el continente africano. Lanzarote queda descartada (línea roja en figura 5.3) en favor de Fuerteventura porque la separación entre ésta y Marruecos es menor, y la interconexión entre ambas islas es fácilmente ampliable (línea negra en figura 5.3).

Tanto Fuerteventura como Gran Canaria son candidatas para la interconexión con Marruecos, la primera por su cercanía, y la segunda por su gran demanda y capacidad de generación. La elección depende de las directrices energéticas que se establezcan. En el momento en el que la red marroquí cercana se considere segura, tanto energética como estratégicamente, se puede plantear la interconexión de dos formas: como un nudo reserva (mejora de la respuesta primaria y reserva secundaria) o como un nudo generador (sustitución parcial de la generación isleña).

En el primer caso, la interconexión con Fuerteventura (línea verde en figura 5.3) es la mejor opción, ya que es la opción de menor coste por su menor longitud. En principio, la red de

Fuerteventura que se sitúe entre los puntos de conexión de Fuerteventura con Marruecos y Fuerteventura con Gran Canaria no necesitará reforzada, ya que no existirá transporte constante hacia/desde Marruecos, la función de interconexión sólo se planifica como una mejor de la respuesta primaria, reserva secundaria adicional y de emergencia. Se supone que antes de llevar a cabo esta interconexión, Gran Canaria y Fuerteventura ya habrían sido interconectadas, ya que es un proyecto más factible, tanto económicamente como estratégicamente.

En el segundo caso, el de sustitución parcial de la generación en las islas, es más adecuado llevar a cabo la interconexión mediante HVDC convencional (solución de menores pérdidas) hacia Gran Canaria (línea azul oscuro en figura 5.3). Al igual que en el caso anterior, es previsible que Gran Canaria y Fuerteventura ya habrían sido interconectadas.

En el caso de que hubieran sido interconectadas Fuerteventura y Gran Canaria mediante HVDC, debe haberse previsto una futura interconexión con Marruecos instalando cables cuya potencia sea mayor que en la que en principio se requiere para la interconexión interinsular. Para ello, sólo haría falta instalar los cables entre la subestación elegida en Marruecos y la estación de conversión en Fuerteventura, estableciéndose un sistema multiterminal Marruecos - Fuerteventura - Gran Canaria.

El siguiente paso es el establecimiento de los puntos de interconexión en los tres sistemas. En Marruecos, el mejor punto desde el punto de vista de costes de proyecto es la futura subestación de Tarfaya, ya que es la situada a menor distancia. Sin embargo, la potencia de cortocircuito en este punto es menor debido a la configuración de la red. Por tanto, debe postergarse hasta que se hagan otros análisis antes de llevar a cabo una elección.

En Fuerteventura, las subestaciones mejor localizadas son las de Jandía y Matas Blancas para la interconexión con Gran Canaria, siendo preferible Jandía por su cercanía, y siendo preferible Matas Blancas por su situación en la red.

Para la interconexión con Marruecos las mejor localizadas son Las Salinas, Gran Tarajal y Matas Blancas. Para la opción multiterminal, quedaría excluida Gran Tarajal, ya que previsiblemente se habría realizado la interconexión con Gran Canaria en Jandía o en Matas Blancas.

En Gran Canaria, la subestación de Cinsa es la mejor situada en cuanto a distancia con Fuerteventura. Sin embargo, el resto de subestaciones: Jinámar, Arinaga y Bco. Tirajana; tienen ventajas en cuanto a su situación en la red eléctrica, por tener una previsible mayor potencia de cortocircuito.

Para la opción de interconexión directa con Marruecos, la única opción viable es Bco. Tirajana, ya que el sistema HVDC convencional requiere la mayor potencia de cortocircuito disponible, cierta separación con áreas residenciales (1 kilómetro), y una superficie considerable de terreno, aproximadamente 100 metros x 100 metros (caso del convertidor utilizado en el Proyecto Rómulo de 200+200 MW).

5.7.2 Zona interconexión provincial

Esta interconexión se realizaría entre una subestación en Gran Canaria y otra Tenerife. Aunque hoy en día no hay posibilidades técnicas para la interconexión, suponiendo que sí es posible, los puntos de interconexión en Gran Canaria podrían ser La Aldea, Mogán o Santa Águeda, y en Tenerife serían Candelaria, Arico o Granadilla. Cada una de las localizaciones tienen sus puntos fuertes y débiles.

La Aldea es el punto más cercano con respecto a Tenerife, mientras que Arico lo es con respecto a Gran Canaria. Santa Águeda es el mejor punto en cuanto a su ubicación en la red eléctrica de Gran Canaria, mientras que Granadilla lo es en Tenerife.

La opción de Mogán es descartable frente a La Aldea, porque a igualdad de capacidad de evacuación, y potencias de cortocircuito muy parecidas, es preferible la opción cuya longitud de trazado sea menor. La opción de Santa Águeda tiene el punto fuerte de que es un nudo a 220 kV, y su potencia de cortocircuito será mayor a los otros dos casos.

5.7.3 Zona interconexión occidental

El planteamiento de la interconexión occidental es el más sencillo. La subestación en la isla de La Gomera es la única posible, El Palmar. Sin embargo, para elegir la subestación en Tenerife, se debe tomar en consideración tres: Guía de Isora, Los Olivos o Los Vallitos.

La opción de Los Vallitos queda descartada en favor de Los Olivos, por estar ésta más cercana a la costa y en similar zona eléctrica. La opción de Guía de Isora es más factible en principio, porque frente a Los Olivos, su ruta tiene una profundidad bastante menor y una longitud total algo menor. No obstante, Los Olivos se estudiará ya que resulta una alternativa para un segundo circuito.

5.8 Conclusiones

En este capítulo se concluye que hay 4 posibles proyectos de interconexión: interconexión entre Marruecos y Fuerteventura, o entre Marruecos y Gran Canaria con opción multiterminal en Fuerteventura, interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria, interconexión entre Gran Canaria y Tenerife, e interconexión entre Tenerife y La Gomera.

La interconexión con Marruecos tiene una proyección temporal mucho más allá de 2016, dependiendo del desarrollo energético de dicha zona, podría plantearse a partir de 2021. Lo mismo ocurre con la interconexión Gran Canaria - Tenerife, aunque por motivos de desarrollo tecnológico de cables submarinos. En cambio, los proyectos de interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria, y entre Tenerife y La Gomera tienen posibilidades de implantación real ya en 2016.

Marruecos	**Fuerteventura**
Tarfaya Laayoune	Las Salinas Gran Tarajal Matas Blancas
Marruecos	**Gran Canaria**
Tarfaya Laayoune	Bco. Tirajana
Fuerteventura	**Gran Canaria**
Matas Blancas Jandía	Jinámar Cinsa Arinaga Bco. Tirajana
Gran Canaria	**Tenerife**
La Aldea Santa Águeda	Candelaria Arico Granadilla
Tenerife	**La Gomera**
Guía de Isora Los Olivos	El Palmar

Tabla 5.4: Interconexiones y puntos de conexión a estudiar

Capítulo 6

Demanda

En este capítulo se caracterizan las demandas actuales 2010-2011 y futuras para los horizontes 2016 y 2021. Como también se consideró en el capítulo 5, la demanda estimada para 2021 será similar que la estimada para 2016. Como se verá, esta hipótesis está justificada en el hecho de que la demanda para 2016 está sobreestimada, ya que se ha utilizado un escenario optimista que no corresponde con las previsiones actuales, pero que está del lado de la seguridad. Para el sistema eléctrico de Marruecos no se estudiará la demanda aquí, pues además de no ser utilizada directamente, fue objeto de estudio en un trabajo paralelo que se encuentra en [119, Resultados>Acción 1.5].

6.1 Introducción

La característica más importante de la demanda de energía eléctrica es que es variable, lo cual implica que las infraestructuras responsables del servicio deben suministrarla también de forma variable. Además, la energía eléctrica se transporta de manera (casi) instantánea desde lugares distantes, por tanto la generación debe casar la demanda también de forma instantánea, si no es así, se produce una variación de la frecuencia, véase ecuación 2.14.

La demanda eléctrica se puede observar desde distintos puntos de vista, según sea el objetivo del observador. Desde el punto de vista de la previsión de recursos y de la planificación de infraestructuras generales, la demanda es interesante tomada como energía. Desde el punto de vista del dimensionamiento de infraestructuras, la demanda interesa sobretodo como potencia, pero también como energía.

La demanda en términos de energía interesa desde el horizonte temporal de 1 hora hasta el de varios años. El horizonte mínimo de 1 hora es utilizado para la programación de la generación, de tal forma que haya suficiente capacidad de generación y la demanda se satisfaga con continuidad y seguridad. Para ello, se hace uso de la información recibida del mercado y de las previsiones. Horizontes temporales de semanas y algunos meses se utilizan para saber la cantidad de recursos necesarios, cantidades de combustibles necesarias. Horizontes de 1 año en adelante se utilizan para una previsión a medio y largo plazo tanto de recursos como de infraestructuras.

La demanda como potencia, que por definición, debe suministrarse instantáneamente, obliga a que las infraestructuras de generación y de transporte estén preparadas para ponerla a disposición del punto de suministro con la calidad adecuada. Partiendo de las demandas de energía horarias, se puede estimar la potencia media necesaria en dicho periodo. Dentro de este periodo, la potencia demandada va a aumentar (momentos de crecimiento de demanda) o disminuir (momentos de decrecimiento de demanda) sobre el valor medio.

No obstante, aunque la demanda sea variable en todos sus términos, se puede predecir con unos márgenes de error relativamente bajos con los datos pasados. Se ha estudiado que la demanda depende de multitud de factores, como temperatura, laboralidad, estacionalidad y otros. Cada uno entra en juego en un horizonte temporal determinado, por ejemplo, la laboralidad entra en juego para la demanda diaria.

En España, el Proyecto INDEL [30] llevó a cabo la tarea de estudiar la demanda eléctrica. El documento final se realizó con datos de demanda de la España peninsular y balear desde finales de la década de los 80 hasta mediados de los 90, pero muchos de sus resultados cualitativos son útiles para el propósito de este estudio.

El modelo de caracterización tiene la estructura que se muestra en la figura 6.1, en donde se parte de la energía anual para cada sistema, y con un conjunto de factores, que se irán estimando a partir de los históricos de demanda, se llegará a la energía que se consume en una hora dada, de un día dado (no se tendrán en cuenta los días festivos).

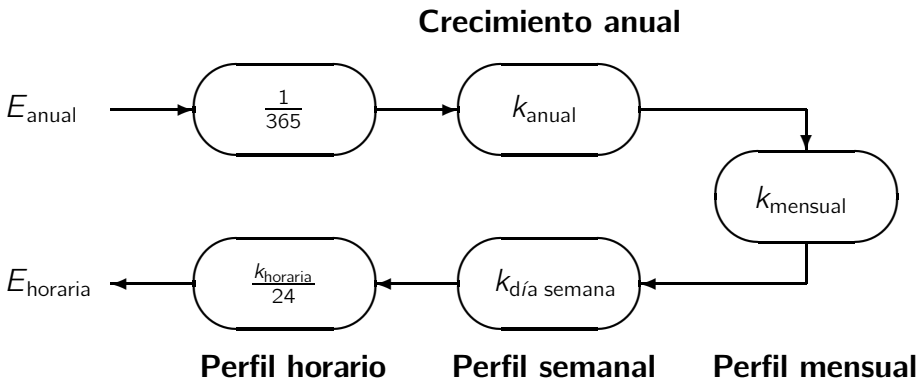


Figura 6.1: Modelo de demanda para el estudio

Se han usado los datos proporcionados por diversas fuentes, a destacar: el ISTAC[1] ([26]), las planificaciones de los sectores de la electricidad y el gas realizados por el Ministerio de Economía ([32], [33] y [34]), los informes y datos en la página web de REE[2] ([38] y [29]) y los informes anuales de la CNE[3] ([82], [83] y [84]).

6.2 Demanda anual

6.2.1 Energía anual

El ISTAC publica las estadísticas de demanda de energía mensual desde 1991, definidas como energía eléctrica disponible[4]. Se han agregado dichas demandas mensuales para ver las demandas anuales de energía eléctrica, véase tabla 6.1 y figura 6.2.

[1] Instituto Canario de Estadística
[2] Red Eléctrica de España
[3] Comisión Nacional de Energía
[4] La energía eléctrica disponible es la energía resultante de sustraer de la energía bruta (en bornes de alternador) los consumos auxiliares de las distintas centrales de generación y también aquella parte de la energía generada por cogeneradores, autogeneradores o instalaciones de energías renovables con consumos asociados que se destina al consumo en la propia instalación asociada (industrias, hoteles, etcétera).

MWh	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
1991	303864	171413	1651896	1330511	24567
1992	301189	177431	1720734	1408331	26091
1993	327841	182386	1776783	1466872	28347
1994	360131	203535	1903921	1575442	31123
1995	386658	228494	1998462	1691185	33235
1996	419250	244668	2056131	1760977	33671
1997	452217	267286	2191054	1897119	36430
1998	486779	293812	2319869	2046697	40329
1999	526431	327259	2479786	2203798	44556
2000	560717	372524	2681878	2370220	47139
2001	608110	418851	2836871	2547233	50758
2002	686794	427254	2893148	2696830	54838
2003	756623	453433	3132466	2948817	61654
2004	771141	533994	3358996	3144992	63661
2005	798158	604125	3441366	3366655	64077
2006	763280	728546	3554508	3532860	66676
2007	863625	671424	3663525	3640260	67723
2008	866457	669705	3703670	3699430	70031
2009	839036	628589	3648074	3594181	69086

Tabla 6.1: Histórico de la demanda anual de energía eléctrica

Como se puede observar en la figura 6.2, el crecimiento de la demanda ha sido continua hasta el año 2008, paralizándose hasta la actualidad debido a la reciente crisis económica. No obstante, cabe diferenciar varias zonas de crecimiento según la isla, pero en términos generales hay dos zonas: la primera se prolonga hasta 2003, y la segunda hasta 2008.

En el periodo hasta 2003, el crecimiento anual medio para Lanzarote fue del 7.94 %, para Fuerteventura 8.52 %, para Gran Canaria 5.50 %, para Tenerife 6.87 % y para La Gomera 8.01 %. El crecimiento anual medio para el archipiélago en su conjunto se situó en el 6.41 %. Este periodo fue una época de crecimiento excepcional, muy importante para el desarrollo del archipiélago.

El periodo desde 2003 hasta 2008 se caracteriza por un crecimiento más lento, a excepción de Fuerteventura. El crecimiento anual medio para Lanzarote fue del 3.55 %, para Fuerteventura 10.91 %, para Gran Canaria 4.01 %, para Tenerife 5.42 % y para La Gomera 2.38 %. El crecimiento anual medio para todo el archipiélago se situó en el 4.93 %. Este crecimiento, aún siendo menor que el del periodo anterior, es también destacable.

En los dos últimos años, 2008 y 2009, se ha producido una paralización importante en el crecimiento de la demanda. Debido a la reciente crisis económica, la coyuntura no favorece la evolución positiva de la demanda. Véase tabla 6.2.

cr %	Canarias	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
2008	1,18	0,33	-0,26	1,10	1,63	3,41
2009	-2,47	-3,16	-6,14	-1,50	-2,85	-1,35

Tabla 6.2: Crecimiento de la demanda

En la planificación del Ministerio de Economía 2002-2011 [32] se hizo una previsión de de-

manda para cada sistema, demandas medidas en barras de central[5], conceptualmente lo mismo que la energía eléctrica disponible, según definen ambas fuentes. Para esta planificación, el Ministerio de Economía tomó un modelo completo, teniendo en cuenta los datos de previsión de población, actividad turística y renta por sectores de actividad. En base a dichos criterios se planearon las ampliaciones y mejoras en los distintos sistemas.

Para tomar conciencia de lo que significa una previsión de demanda, se va a comparar la previsión propuesta en aquel año 2002 con la real. Tómese nota de que existen diferencias en los valores de previsión y los reales, pues los primeros son tomados como demandas en barras de central, y el segundo es demanda real. No obstante, se puede observar el grado de aproximación en las evoluciones anuales. Ver figura 6.3 en página 133.

En la figura 6.3 se observa que la previsión es buena en cuanto a la tendencia de crecimiento hasta en año 2007, en el que se observa un cambio de tendencia. Estos incrementos en la demanda, ya previstos en [32], fueron importantes, y en base a ellos se produjo una fuerte inversión en la ampliación de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias.

En el año 2006, debido a los cambios de tendencia observados, se produjo una revisión de la antigua planificación 2002-2001, denominándose revisión 2005-2011. Pero más importante fue la nueva planificación 2008-2016, que es la vigente. Esta planificación toma para los sistemas que se est
an estudiando los siguientes valores de demanda en barras de central, en el documento se define como un escenario de demanda medio, ver tabla 6.3.

GWh	**Lanzarote**	**Fuerteventura**	**Gran Canaria**	**Tenerife**	**La Gomera**
2008	971	733	3941	3940	76
2011	1155	871	4547	4612	91
2016	1515	1143	5722	5973	124

Nota: Se ha desagregado la demanda entre Lanzarote y Fuerteventura a base de suponer que el 57 % de la energía corresponde a Lanzarote, basado en el último dato disponible de 2009.

Tabla 6.3: Previsión de demanda en b.c. según Planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2008-2016

Esta previsión es ciertamente a largo plazo, es por ello que la CNE hace su propia revisión anualmente, en 2009 hizo la previsión [84] para el horizonte 2009-2013, teniendo en cuenta la presente crisis económica. Dicho informe augura una demanda a la baja con respecto a los informes anteriores y cualquier previsión anterior, ver tabla 6.4. La revisión del CNE es severa, fíjese en los valores de energía anual para 2011, para Gran Canaria la CNE prevé 3789 GWh frente a los 4547 GWh que preveía la planificación 2008-2016.

Lo que se va a hacer es extrapolar los datos de la CNE desde 2010 hasta 2016. Las infraestructuras planteadas por la planificación 2008-2016 [34] irán muy sobredimensionadas, pues la demanda que en ésta se proponía era mucho mayor. Se va a utilizar esta planificación para las infraestructuras, pero para la demanda se utilizarán los valores corregidos por la CNE.

Como ya se ha dicho, este estudio de las interconexiones se basa en comparar la mejoría que supondría dicha nueva infraestructura, y por tanto se necesita conocer una previsión para

[5] Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

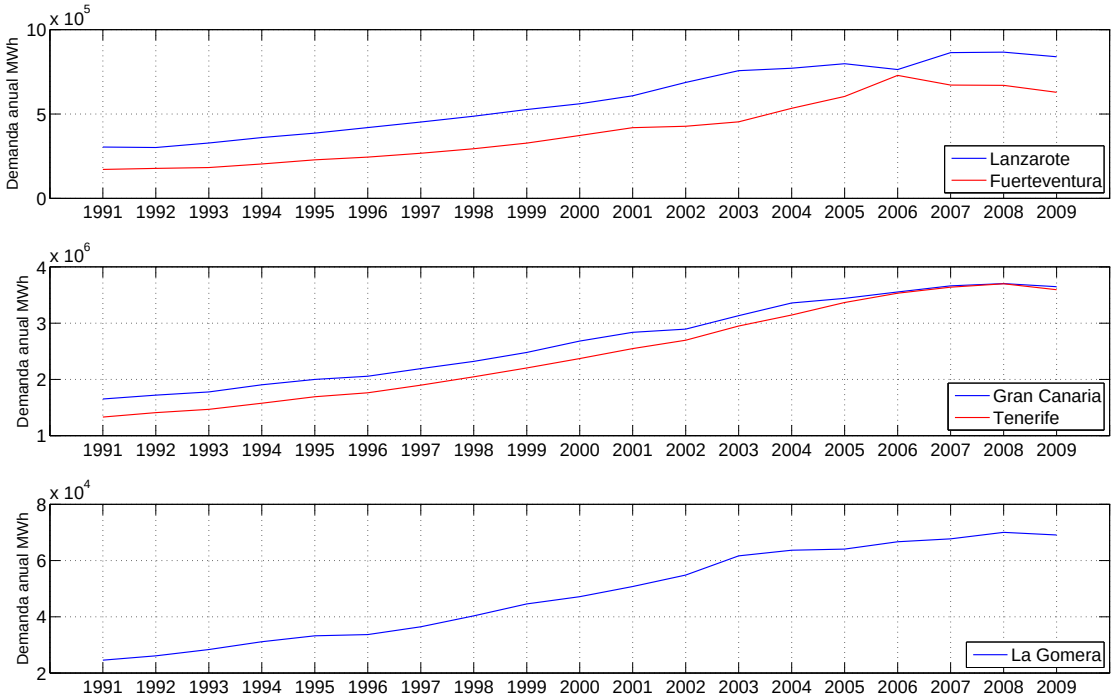


Figura 6.2: Histórico de demanda de energía eléctrica anual

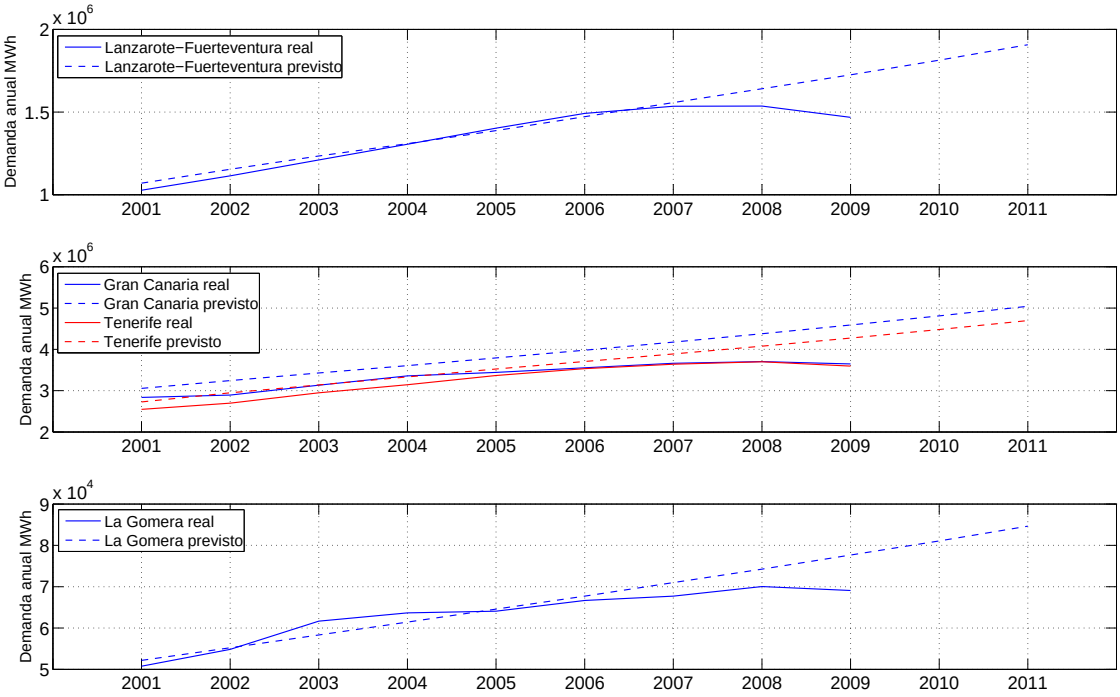


Figura 6.3: Comparación entre demandas anuales previstas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011 y las demandas reales

GWh	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
2009	833	629	3632	3637	70
2010	869	656	3633	3657	72
2011	929	700	3789	3821	74
2012	990	746	3942	3980	78
2013	1049	792	4093	4131	82

Nota: Se ha desagregado la demanda entre Lanzarote y Fuerteventura a base de suponer que el 57 % de la energía corresponde a Lanzarote, basado en el último dato disponible de 2009.

Tabla 6.4: Previsión de demanda en b.c. según el Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año2009 (2009-2013)

el futuro inmediato (2010) y otra para el futuro a medio-largo plazo (2016) en la que las interconexiones podrían estar operativas. El dato de energía para 2010 que se va a utilizar es directamente el de la CNE sin ninguna corrección. Las previsiones del CNE se basan en unos valores de crecimiento menor con respecto a la planificación 2008-2016 del Ministerio de Economía. Para la extrapolación de la demanda desde 2013 hasta 2016 se utiliza el incremento interanual utilizado por la CNE para los años 2012-2013: 6.05 % para Lanzarote y Fuerteventura, 3.83 % para Gran Canaria, 3.79 % para Tenerife y 5.12 % para La Gomera. Los resultados se muestran en la tabla 6.5.

GWh	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
2010	869	656	3633	3657	72
2016	1252	944	4581	4450	103

Tabla 6.5: Previsiones de demanda de energía eléctrica para el estudio

Para el modelo, hasta este punto, lo que se necesita como datos de entrada son las demandas anuales y los crecimientos anuales de la demanda, para 2010 y para 2016. Las demandas anuales se mostraron en la tabla 6.5. Los crecimientos que se utilizarán son los usados por la CNE, ver tabla 6.6. A pesar de que, muy probablemente, tal y como se ve la coyuntura en el presente año 2010, la demanda no vaya a crecer tanto en cada isla.

cr %	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
2010	4.31	4.31	0.03	0.55	2.86
2016	6.05	6.05	3.83	3.79	5.12

Tabla 6.6: Previsiones de crecimiento de demanda de energía eléctrica para el estudio

El crecimiento anual se aplica uniformemente repartido sobre cada día del año mediante el factor de la componente anual k_{anual}. El modelo lo que hace es compensar la demanda diaria media, de forma que a medida que avanza el año la intensidad en la demanda crezca, véase la figura 6.8.

6.2.2 Potencia punta

En este apartado se va a establecer cuáles serán las potencias puntas que tendrán que satisfacer los sistemas eléctricos. Es necesario conocer dichos valores para estudiar las máximas solicitaciones sobre los elementos de la red. Hay que notar la diferencia entre la punta de demanda histórica y la punta de demanda máxima horaria, mientras que la primera es un valor puntual, la segunda es la hora en la que se produjo el máximo consumo energético. Si bien ambas son parecidas, queda claro que en el intervalo de una hora, la potencia instantánea puede variar con respecto a la demanda horaria, que es la potencia media en esa hora.

A continuación, en la tabla 6.7, se resumen las puntas históricas desde 1995 hasta 2009 y en algunos casos se tiene la fecha en la que se producen. Estos datos han sido obtenidos cotejando las Estadísticas Energéticas de Canarias ([112], [113], [114], [115], [116]) publicadas por el ITC[6] e informes anuales de REE.

MW	Lanzarote		Fuerteventura		Gran Canaria		Tenerife		La Gomera	
1995	72	-	43	-	363	-	315	-	6.3	-
1996	76	-	47	-	373	-	331	-	6.9	-
1997	85	-	54	-	403	-	352	-	7.3	-
1998	91	-	58	-	425	-	380	-	7.9	-
1999	96	-	63	-	447	-	409	-	8.6	-
2000	102	-	70	-	482	-	423	-	9.2	-
2001	112	-	78	-	499	-	478	-	9.7	-
2002	124	-	86	-	525	-	514	-	10.5	-
2003	134	24/09	90	22/09	547	06/11	523	29/12	11.5	31/12
2004	138	31/12	104	26/08	579	19/10	546	20/10	12.5	31/12
2005	141	06/09	119	06/09	601	05/09	585	21/12	11.5	28/06
2006	146	01/09	122	03/10	622	05/09	605	19/12	12.2	18/08
2007	157	21/11	125	21/11	638	21/11	630	21/11	12.6	21/11
2008	158	31/12	125	31/12	643	31/12	638	31/12	13.0	31/12
2009	153	31/07	117	31/07	636	31/07	622	31/07	12.9	31/07

Nota: Para los años 2007, 2008 y 2009 ver tabla 6.8.

Tabla 6.7: Histórico de potencias puntas

En la tabla 6.7 se observa que, al igual que ocurría con la energía, las demandas punta de potencia aumentan con los años, y además lo hacen en una proporción aproximadamente constante al consumo de energía, existiendo cierta correlación entre ambos datos. Este hecho se ha comprobado mediante el cálculo del ratio que se obtiene al dividir la demanda punta y la potencia media anual (su inverso es el llamado factor de carga). Realizando el cálculo para cada sistema y año se observa la regularidad del mismo. Dichos ratios se muestran en la tabla 6.8.

pu	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
1995	1.64	1.66	1.59	1.63	1.66
1996	1.60	1.67	1.59	1.65	1.80
1997	1.64	1.77	1.61	1.63	1.75

Tabla 6.8: Continúa

[6] Instituto Tecnológico de Canarias

pu	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
1998	1.64	1.74	1.60	1.63	1.72
1999	1.60	1.69	1.58	1.63	1.69
2000	1.60	1.66	1.58	1.56	1.71
2001	1.61	1.64	1.54	1.64	1.68
2002	1.58	1.75	1.59	1.67	1.68
2003	1.55	1.73	1.53	1.55	1.63
2004	1.57	1.71	1.51	1.52	1.72
2005	1.55	1.72	1.53	1.52	1.57
2006	1.67	1.47	1.53	1.50	1.60
2007	1.60	1.63	1.53	1.52	1.63
2008	1.60	1.63	1.53	1.52	1.63
2009	1.60	1.63	1.53	1.52	1.63
Media	1.60	1.67	1.56	1.58	1.67

Tabla 6.8: Ratios $P_{\text{punta}}/P_{\text{media anual}}$

Se puede ver que el tamaño del sistema influye de manera considerable en el comportamiento de este ratio. En sistemas pequeños el ratio es más volátil que en los grandes. Además, se observa que el valor absoluto del ratio es menor cuanto mayor es dicho sistema, debido a un uso más intensivo de la energía, existiendo una mayor demanda base.

A las previsiones de potencia punta le ocurren lo mismo que a las energías demandadas anualmente, en la planificación 2008-2016 están muy desfasadas por la reciente crisis económica. El CNE en su último informe [84], apunta unas demandas puntas ajustadas a la nueva situación y nueva previsión. Al igual que se hizo con las energías anuales, se extrapola la previsión 2009-2013 hasta 2016, suponiendo el incremento interanual utilizado por la CNE para los años 2012-2013: 6.04 % para Lanzarote y Fuerteventura, 3.33 % para Gran Canaria, 3.57 % para Tenerife y 5.56 % para La Gomera.

MW	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
2010	137	114	613	622	16
2016	205	172	752	773	21

Nota: Se ha desagregado la demanda punta entre Lanzarote y Fuerteventura a base de suponer que el 54.4 % de la punta corresponde a Lanzarote, basado en el último dato disponible de 2006.

Tabla 6.9: Previsiones de potencia punta para el estudio

Como se puede ver en la tabla 6.9, que se ha construido a partir del Informe Marco 2009 de la CNE [84], con respecto a la planificación 2008-2016 del Ministerio de Economía el desfase introducido es importante:

- **Lanzarote y Fuerteventura** 377 MW frente a 507 MW.
- **Gran Canaria** 752 MW frente a 1029 MW.
- **Tenerife** 773 MW frente a 1045 MW.
- **La Gomera** 22 MW frente a 26 MW.

Este desfase oscila alrededor de 35 %, si se compara con la planificación 2008-2016 [34], estos valores corregidos de potencia punta para 2016 corresponden al año 2011 en la planificación, por tanto un retraso de 5 años en el crecimiento previsto para dicha planificación de infraestructuras.

6.3 Demanda mensual

En la tabla 6.7 se recogían las fechas en las que se produjeron las puntas anuales de potencia demandada (sólo para algunos años). Si se revisa dicha tabla, se observa que dichas puntas se producen en las mismas épocas del año, esto indica una cierta dependencia estacional de la demanda.

Como se sabe, la actividad turística es un factor importante en la economía de las Islas Canarias, convencionalmente se define la temporada alta desde octubre a marzo, y la baja desde abril a septiembre. Se ha definido así en función del turismo extranjero, pero también existe un turismo nacional y regional importante de julio a septiembre.

Los datos turísticos no son del todo determinantes, pues depende también de la dureza del verano, como se puede observar en algunas puntas alcanzadas a finales de julio y en agosto, ver tabla 6.7. En las Islas Canarias no es usual tener sistemas de calefacción, por la poca dureza del invierno, pero si de equipos de refrigeración. Es por ello que, en cuanto a demanda energética, los meses de julio, agosto y septiembre (en teoría temporada baja) deberían tener consumos mayores a otros meses de temporada alta.

El otro componente fundamental que influye en la demanda estacional es el de las horas de sol. A medida que avanza el año, las horas de sol varían de acuerdo a la posición relativa entre el sol y el punto de la tierra que se esté estudiando. Ver figura 6.12.

Teniendo a disposición datos completos del consumo desde enero de 1991 hasta diciembre de 2009, se puede estudiar el comportamiento estacional de la demanda de energía eléctrica. Como primera aproximación al problema, se han representado en la figura 6.4 (página 138) las demandas de energía por meses, desde enero de 1991 hasta diciembre de 2009. Esta gráfica corrobora lo descrito en el párrafo anterior, en la gran mayoría de años, el año se parte en dos partes, de enero a junio y de julio a diciembre.

Se puede observar que a medida que la demanda aumenta, las variaciones entre demandas mensuales aumentan también. Esto indica dos cosas: existe una componente de incremento anual (ya vista) y otra estacional (o mensual); ahora interesa aislar la componente mensual.

Ambas componentes se pueden separar restando de la demanda mensual real, la diferencia entre el modelo de crecimiento anual (pasado a demanda mensual) y el nivel de referencia, y luego escalando teniendo en cuenta el crecimiento. El resultado obtenido para el sistema de Gran Canaria (en términos de demanda mensual) se observa en la figura 6.5 (página 139). La línea azul es la demanda mensual real, la línea roja es la demanda mensual del modelo teniendo en cuenta sólo el crecimiento anual y la línea negra es la referencia del primer mes.

En la figura 6.5 se puede ver, tras la eliminación de la componente de crecimiento anual, el perfil de consumo mensual. Si se pasan todos los datos a por unidad y se promedian todos los correspondientes meses de cada año (teniendo en cuenta el número de días de cada mes), se puede aproximar un modelo del perfil mensual del consumo.

Hasta el punto en el que se ha llegado, sólo se ha tratado de identificar las componentes de

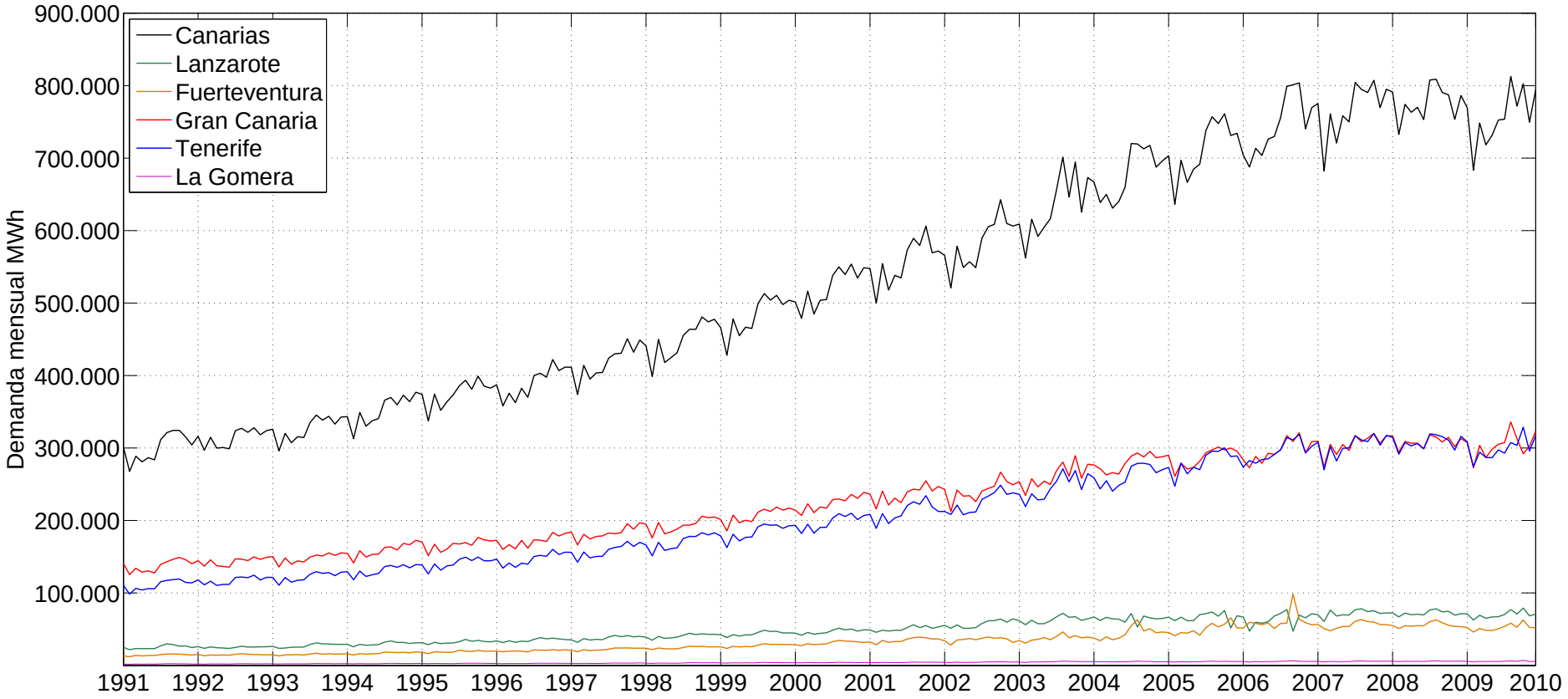


Figura 6.4: Histórico de demanda de energía eléctrica mensual, desde enero de 1991 hasta diciembre de 2009

la demanda, y al eliminar las componentes de horizontes superiores, descubrir las inferiores. Para tener una idea de la aproximación del modelo, se ha hecho una comparación entre la predicción del modelo, que tiene como entradas los datos reales de la demanda anual, el crecimiento anual y el perfil mensual medio estimado para el sistema, y la demanda mensual real, todo para el caso de Gran Canaria. El resultado está en la figura 6.6 (página 140).

En la tabla 6.10 y en la figura 6.7 (página 140) se muestran las k_{mensual} halladas para los sistemas en estudio. Nótese, que la media de los k_{mensual} para cada sistema son la unidad si se hace la media ponderada mensual con los días de cada mes.

pu	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
Enero	0.9913	0.9555	1.0000	0.9912	0.9668
Febrero	0.9808	0.9658	1.0115	1.0084	0.9792
Marzo	0.9770	0.9597	0.9872	0.9801	0.9783
Abril	0.9576	0.9616	0.9707	0.9616	0.9611
Mayo	0.9369	0.9491	0.9591	0.9488	0.9464
Junio	0.9782	0.9616	0.9838	0.9838	0.9536
Julio	1.0289	1.0358	0.9963	1.0087	1.0113
Agosto	1.0708	1.0844	1.0084	1.0251	1.0853
Septiembre	1.0390	1.0862	1.0253	1.0437	1.0653
Octubre	1.0393	1.0406	1.0264	1.0351	1.0408
Noviembre	1.0032	1.0273	1.0239	1.0126	1.0157
Diciembre	0.9943	0.9702	1.0086	1.0018	0.9941

Tabla 6.10: Perfil mensual k_{mensual} utilizado para el estudio

Pero estos valores son discretos para cada día pertenciente al mes, de forma que cuando se pase de un mes a otro, habrá un salto importante en la intensidad de consumo diario, y esto no es así en la realidad. En la modelización de un año completo, lo que se hace es aproximar dichos coeficientes mediante una spline cúbica, considerándo que dicho coeficiente se centra en el mes, y esto se aplica a cada día en lo que se denominará $k_{\text{mensual continua}}$.

Para ver a qué nos referimos, se puede ver para el caso de Gran Canaria, figura 6.8 (página 140). Se ha supuesto un crecimiento anual del 5 %, y el perfil mensual aproximado mediante spline cúbica, tal y como se comentó en el párrafo anterior.

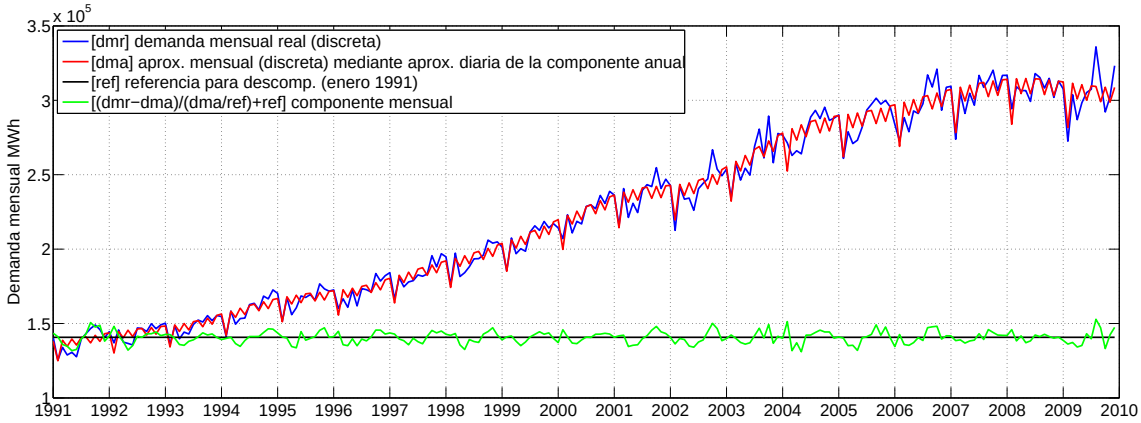


Figura 6.5: Componente mensual de la demanda mensual separada, sistema de Gran Canaria

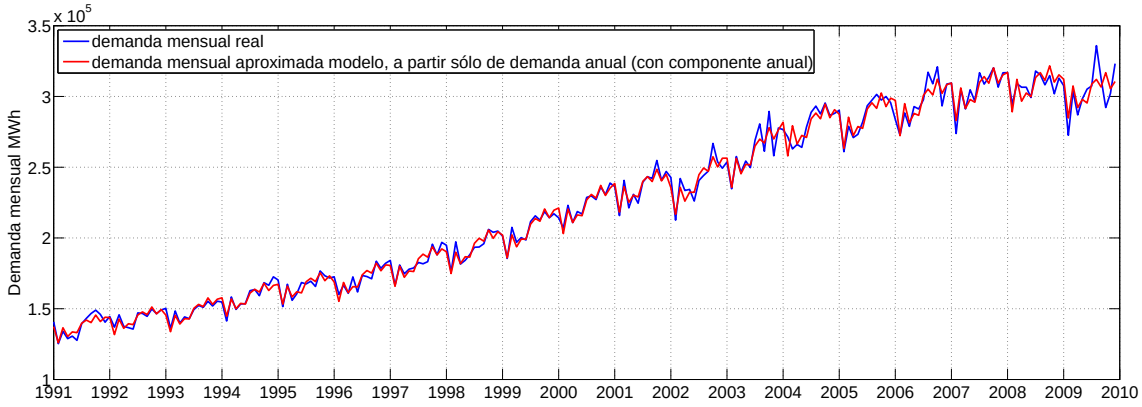


Figura 6.6: Comparación entre modelo y realidad histórica en cuanto a demanda mensual, sistema de Gran Canaria

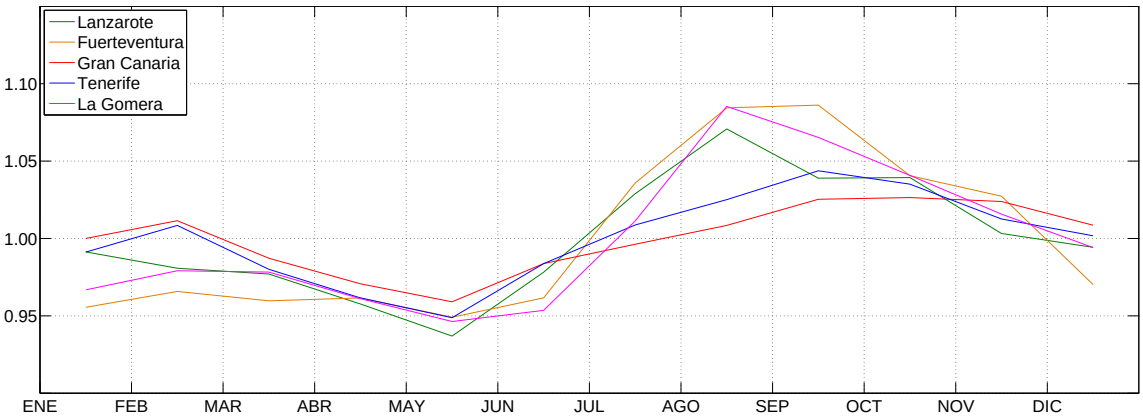


Figura 6.7: Perfil mensual k_{mensual} utilizado para el estudio

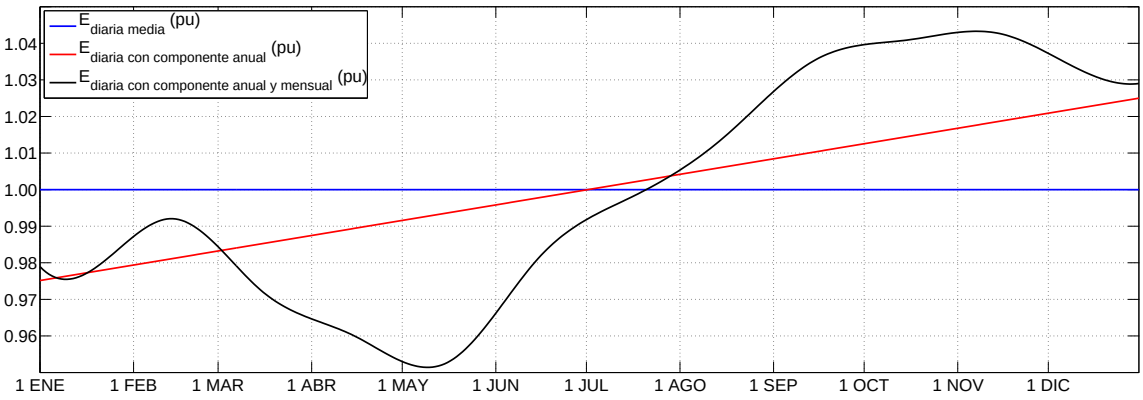


Figura 6.8: Modificación de la demanda diaria como consecuencia del perfil mensual (caso ejemplo 5 % de crecimiento anual y perfil mensual de Gran Canaria)

6.4 Demanda diaria

Hasta ahora se han utilizado los datos del ISTAC, que son datos mensuales. Para llegar a un horizonte temporal más pequeño, hay que recurrir a los datos que REE tiene publicados en la web [38] del sistema de información de REE. Cotejando dichos datos para cada sistema, se puede estudiar cómo es la demanda diaria, el comportamiento de cada día respecto a otros. Se sabe que la demanda diaria está regida fundamentalmente por la laboralidad en la semana.

Para obtener dicha componente se debe filtrar la componente anual y la componente mensual de la muestra, tal y como ya se estudio en el caso anterior. Una vez se ha filtrado, queda sólo la componente diaria, en donde se puede observar el patrón entre los días normalmente laborables (lunes a viernes) y los de fin de semana (sábado y domingo). Ver figura 6.9 para el caso de la demanda de Gran Canaria.

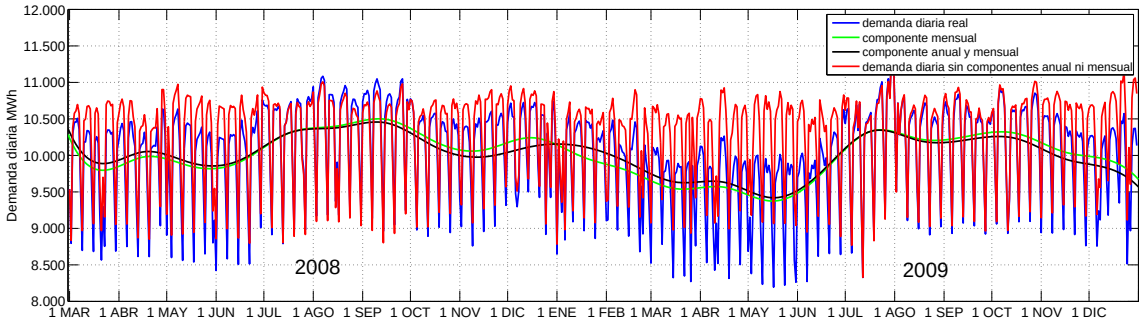


Figura 6.9: Eliminación de componente mensual y anual de la muestra. Aislamiento de la componente diaria, caso de Gran Canaria

Ahora se agrupan los mismos días en todas las semanas y se obtiene un patrón de comportamiento de cada día con respecto a los otros. Las soluciones que se han obtenido para cada sistema, las $k_{\text{día semana}}$, son las que se muestra en la tabla 6.11 y en la figura 6.10.

pu	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
Lunes	1.0094	1.0094	1.0226	1.0222	1.0039
Martes	1.0107	1.0107	1.0259	1.0328	1.0073
Miércoles	1.0139	1.0139	1.0342	1.0383	1.0132
Jueves	1.0141	1.0141	1.0292	1.0313	1.0161
Viernes	1.0135	1.0135	1.0255	1.0254	1.0117
Sábado	0.9932	0.9932	0.9683	0.9630	0.9921
Domingo	0.9452	0.9452	0.8943	0.8869	0.9558

Tabla 6.11: Perfil semanal $k_{\text{día semana}}$ utilizado para el estudio

Se puede ver que la intensidad de consumo es máxima los días laborales (lunes a viernes) y mínima el domingo. Además, se observa que según la actividad económica de cada, la diferencia entre los días laborales y fines de semana es más o menos importante. En las islas totalmente turísticas, casi sin actividad industrial, la diferencia entre días laborabes convencionales y los fines de semana es menos acusada, caso de Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera.

En este punto, se puede comparar el modelo de demanda diaria con el real para el último

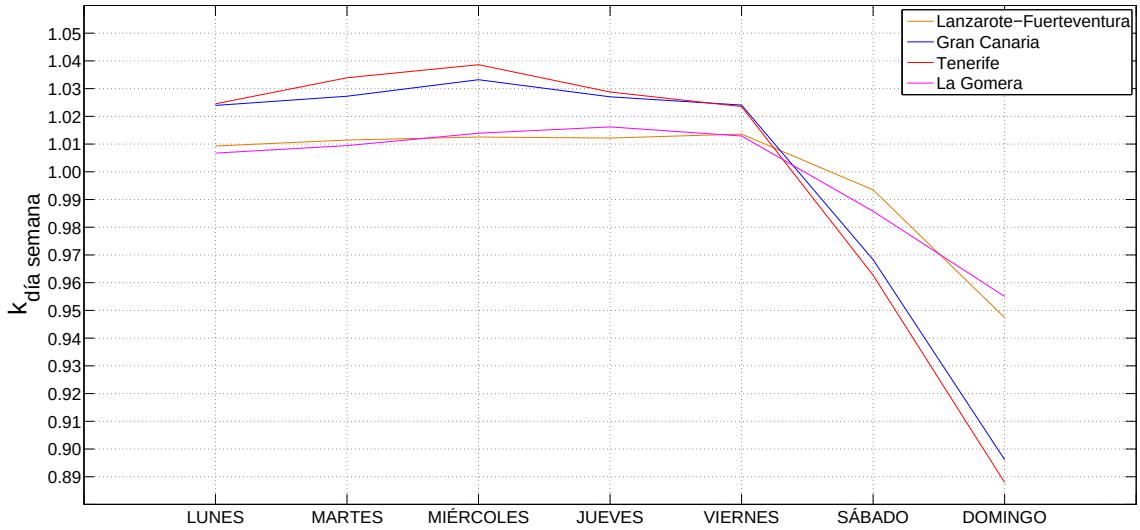


Figura 6.10: Perfil semanal $k_{\text{día semana}}$ utilizado para el estudio

año, el 2009. En este caso se ha utilizado el sistema de Tenerife, que según ya se expuso, del 2008 al 2009 sufrió una caída de la demanda del 2.8 %. Utilizando este crecimiento anual, se obtiene la k_{anual} para cada día del año, utilizando las k_{mensual} y luego aproximándolas por una spline cúbica resulta la $k_{\text{mensual continua}}$, y por último se utilizan las $k_{\text{día semana}}$ directamente sobre cada día. El resultado se puede ver en la figura 6.11.

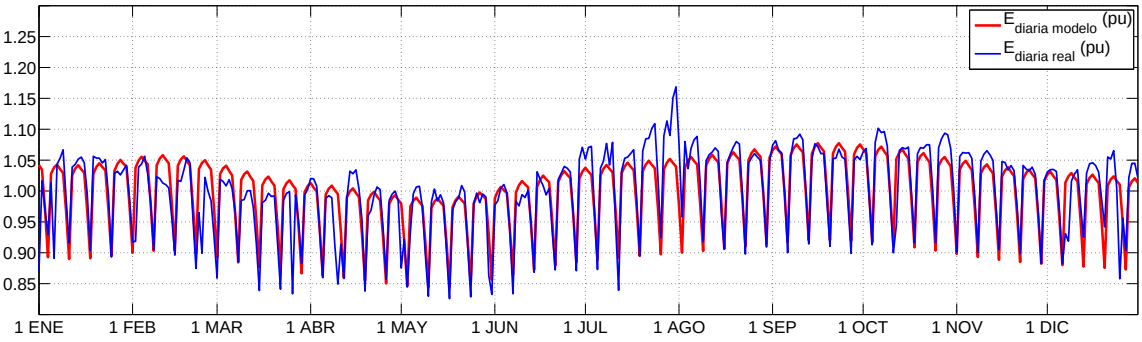


Figura 6.11: Comparación entre modelo de demanda diaria y datos reales, demanda diaria Tenerife 2009

La aproximación es suficientemente buena para los propósitos de este estudio. Como el modelo ignora los días festivos y la temperatura, el error cometido por dichos factores es considerable, pero el balance y la tendencia energética es válida. Los errores de estos términos no tienen relevancia para el estudio porque se parte de un dato previsto, la E_{anual} para el sistema y año de estudio.

6.5 Demanda horaria

Los datos obtenidos desde la web del sistema de información de REE corresponden a demanda horaria, que en el apartado anterior se agregaron para utilizarla como diaria. En esta sección se utilizarán dichos datos para estimar el perfil horario de consumo.

El perfil horario está basado fundamentalmente en los horarios laborales, los horarios de ocio y las horas de luz solar. Las horas de luz solar son muy importantes en él, pues la sociedad

tiene medios para mitigar su ausencia, la luz artificial, y ésta representa una parte importante de la demanda de energía eléctrica.

Tal es así, que se puede demostrar gráficamente. En la figura 6.12 (página 143), se han superpuesto la demanda eléctrica de Gran Canaria durante el año 2009, y una gráfica en donde se representan las franjas horarias entre el alba y el ocaso. En el eje x se representan las horas del día, y en el y los días del año. La discontinuidad se debe al cambio horario que se produce a finales de marzo y a finales de octubre, que marcan el inicio del horario de verano y el inicio del verano de invierno, respectivamente.

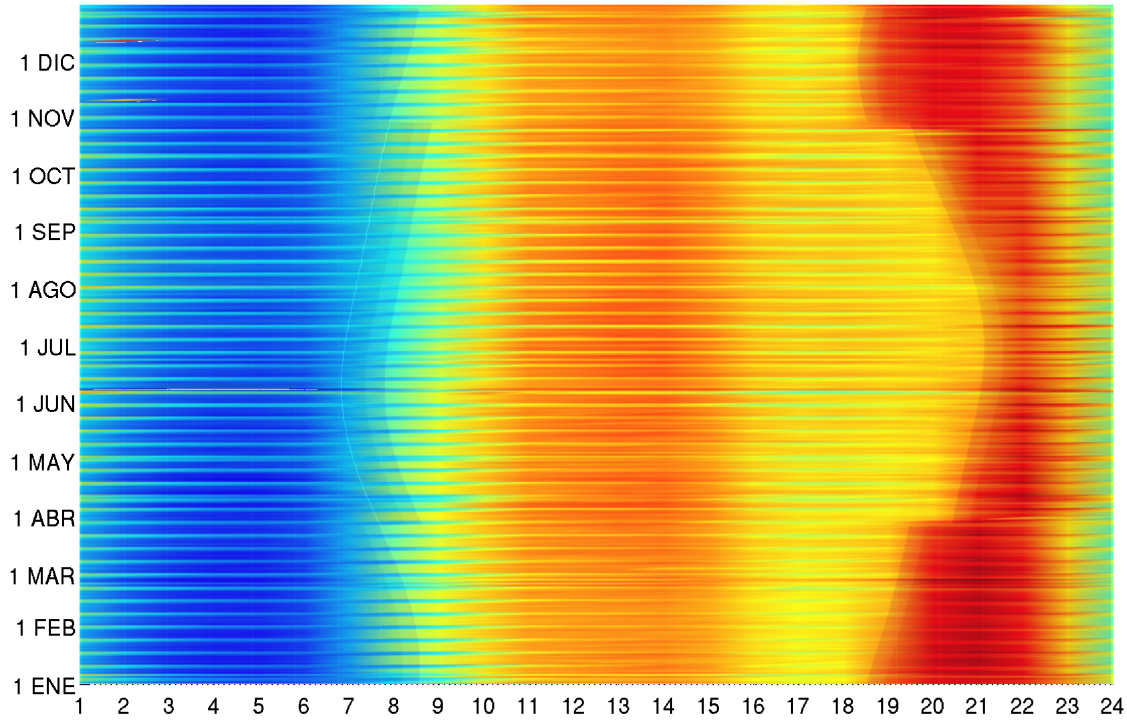


Figura 6.12: Superposición de la demanda de Gran Canaria y las horas de luz solar

Se observa que aunque el alba varía, en el perfil horario casi ni se aprecia, sin embargo en el ocaso sí. Se ve también como en invierno la punta nocturna es más acusada que en verano. Por esta razón, se ha decidido hallar el perfil horario tanto para invierno, como para verano, separadamente. Para ello, se particiona la muestra en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo para horario de invierno, y el resto son de horario de verano.

Para hallar los perfiles se sigue el mismo proceso que se ha seguido para las otras componentes de la demanda. En este caso, para cada uno de los periodos horarios, de invierno y de verano, se separan los días de la semana (lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado y domingo), a cada perfil horario se le divide por la demanda de ese día dividida por 24 (demanda horaria media). De esta forma, se obtiene un perfil horario adimensionalizado para cada uno de los días y periodo horario.

Hallando la media para cada hora, para cada día de la semana y periodo horario, se obtiene el perfil horario medio correspondiente, k_{horaria}. Como ejemplo, se ha construido la figura 6.13 para el caso de La Gomera, en donde se tienen los perfiles horarios a lo largo de una semana (sobre cada día se aplica $k_{\text{día semana}}$).

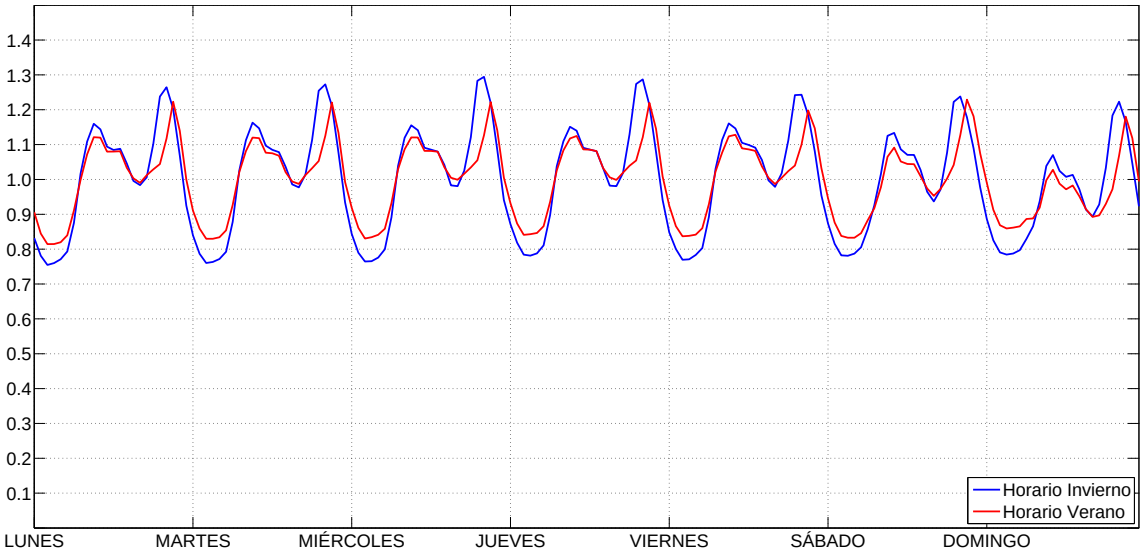


Figura 6.13: Demanda horaria generada por el modelo durante una semana, caso de La Gomera

6.6 Demanda por subestaciones

Cada sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de puntos de abastecimiento/suministro (subestaciones) y un conjunto de líneas que los unen. Hasta ahora, se ha hablado solamente de la demanda que es solicitada al sistema en su conjunto. Pero esta demanda es una agregación de la demanda solicitada por cada subestación más las pérdidas en el transporte. La curva de demanda de cada subestación no es una proporción constante a la del sistema, pues cada curva de demanda de cada subestación es diferente.

La única referencia que se tiene para poder evaluar la demanda por subestaciones es la planificación de los sectores de electricidad y gas de 2002 [32]. En ella se especifican las potencias puntas demandadas por cada subestación, la potencia instalada y las horas de utilización (sólo para Gran Canaria y Tenerife) para el año 2000. Debido a que dicha referencia tiene datos antiguos, la distribución de la demanda ha cambiado en forma y magnitud lo suficiente como para que la información que se derive de ella sea meramente orientativa. No se considerarán las demandas de auxiliares en las centrales para los modelos, sólo se tendrán en cuenta para las evaluaciones energéticas utilizando los porcentajes típicos de éstas (4-6 %).

En este punto, es necesario recordar que hay una componente que circula por el sistema eléctrico, y de la que no se ha comentado nada todavía, la potencia reactiva. Todos los términos de energía y potencia de los que se ha hablado son los términos activos, de energía que se disipa en calor o produce trabajo. La potencia reactiva es necesaria para que se produzca la transferencia de la otra, y se demanda igualmente en las subestaciones, y debe ser generada por las centrales. No se tiene ningún dato concreto para poder estimar una magnitud de potencia reactiva demandada, pero es conocido que la mayoría de cargas funcionan con factores de potencia (fdp) superiores a 0.85.

Según [73], el factor de potencia que demanda cada tipo de consumidor es: >0.90 para cargas residenciales, >0.85 para cargas comerciales, 0.85 para cargas industriales y 0.80 para los servicios auxiliares de las centrales de generación. Todas estas cargas, exceptuando las residenciales y las comerciales pequeñas, son compensadas por los propios consumidores, forzados por las penalizaciones económicas que se les impone si demandan con factores de

potencia bajos. Asimismo, REE impone valores del fdp en los puntos frontera con la red de distribución.

Por tanto, las propias subestaciones tienen compensación de reactiva en media tensión (ver anexo en [32]), de forma que, desde el punto de vista de la carga demandada a la subestación, el factor de potencia se puede considerar >0.95. Aquí se establecerá un factor de potencia de 0.98 para todas las cargas en las subestaciones.

6.6.1 Lanzarote

Los datos que aparecen en [32] sobre el sistema de Lanzarote se muestran en la tabla 6.12. En la primera columna se han escrito las puntas del año 2000, en la segunda el reparto $r_p = \frac{P_{\text{punta subestacion}}}{P_{\text{Total}}}$ para dichas puntas, y en las dos siguientes el reparto previsto.

Subestación carga	P_p MW **2000**	r_p **2000**	r_p **2010**	r_p **2016**
Mácher	24.71	0.253	0.203	0.123
Matagorda	-	-	-	0.080
Playa Blanca	22.55	0.231	0.231	0.231
Punta Grande	50.42	0.516	0.466	0.416
San Bartolomé	-	-	0.100	0.100
Teguise	-	-	-	0.050
Total	97.68	1.000	1.000	1.000

Tabla 6.12: Reparto de cargas utilizado en el estudio para Lanzarote

En el 2000 no estaba operando la subestación de San Bartolomé, ni Teguise (planificada en [34]), por tanto se debe hacer una suposición acerca de sus repartos. Se ha supuesto que San Bartolomé recogerá un 5 % del reparto global de que tenía Mácher y otro 5 % de Punta Grande, justificado por su localización. Para Teguise se supone un 5 % del reparto global de Punta Grande. Para Matagorda se supone un 40 % de la anterior carga repartida a Mácher.

6.6.2 Fuerteventura

Para Fuerteventura se construye una tabla de idénticas características respecto a la de Lanzarote, tabla 6.13.

Subestación carga	P_p MW **2000**	r_p **2000**	r_p **2010**	r_p **2016**
Antigua	-	-	-	0.046
Corralejo	12.73	0.183	0.183	0.183
Gran Tarajal	6.16	0.089	0.089	0.089
Janda	-	-	-	0.211
Las Salinas	21.27	0.306	0.260	0.260
Matas Blancas	29.44	0.422	0.422	0.211
Total	69.60	1.000	1.000	1.000

Tabla 6.13: Continúa

Subestación carga	P_p MW 2000	r_p 2000	r_p 2010	r_p 2016

Tabla 6.13: Reparto de cargas utilizado en el estudio para Fuerteventura

En este caso, las únicas variaciones en cuanto a subestaciones se refiere, es que para 2016 se espera tener operando la subestación de Jandía y la de Antigua. Se ha supuesto que Jandía recoge un 50 % del reparto de Matas Blancas, dada su situación geográfica y su actividad turística, y Antigua un 20 % de la de Las Salinas.

6.6.3 Gran Canaria

Siguiendo la misma metodología anterior, se ha construido la tabla 6.14 y 6.15.

Subestación carga	$P_{\text{instalada}}$ MW	P_p MW
Agaete	-	-
Aldea Blanca	36	25.46
Arguineguín	50	27.466
Arinaga	-	-
Arucas	80	30.04
Barranco Seco	80	30.22
Buenavista	72	40.64
Carrizal	36	28.51
Cementos Especiales	-	5
Cinsa	36	20.36
El Cebadal	-	-
El Tablero	-	-
Guanarteme	97	38.13
Guía	80	26.83
La Aldea	-	-
La Paterna	-	-
Las Palmas Oeste	-	-
Lomo Apolinario	100	45.44
Lomo Maspalomas	60	42.74
Marzagán	18	12.61
Mogán	-	-
Muelle Grande	80	25.04
P. M. de Jinámar	-	-
Plaza de la Feria	-	-
San Agustín	80	28.51
San Mateo	36	19.74
Santa Águeda	-	-
Telde	36	19.07
Total	977	465.80

Tabla 6.14: Tabla de datos del año 2000 que aparece en [32] para Gran Canaria

Respecto a los datos de 2000, no hay datos para la subestación de Cementos Especiales, aunque existía. El reparto asignado a la subestación de Cementos Especiales se ha estimado

haciendo uso de la demanda de energía anual que tenían en 2006, un consumo de energía anual de 57 GWh, 6.5 MW de potencia media anual. En 2000 debían ser de 4.88 MW, si el crecimiento de su demanda siguió la misma evolución que el sistema entero. La información aparece en la **AAI** *Autorización Ambiental Integrada* de la empresa.

Para el resto de subestaciones nuevas, respecto a los datos de 2010, se han modificado los repartos antiguos de las otras subestaciones de acuerdo a criterios cualitativos acerca de su situación geográfica y economía (si es una zona de crecimiento o no):

- **Agaete.** 20 % de Guía.
- **Arinaga.** 20 % de Carrizal + 20 % de Aldea Blanca.
- **El Cebadal.** 30 % de Muelle Grande.
- **El Tablero.** 20 % de Lomo de Maspalomas.
- **La Aldea.** 10 % de Guía.
- **La Paterna.** 40 % de Lomo Apolinario.
- **Las Palmas Oeste.** 20 % de Guanarteme + 10 % de Arucas.
- **Parque Marítimo de Jinámar.** 30 % de Marzagán.
- **Plaza de la Feria.** 20 % de Buenavista + 10 % de Lomo Apolinario.
- **Santa Águeda.** 20 % de Arguineguín.

Subestación carga	r_p 2010	r_p 2016
Agaete	-	0.011
Aldea Blanca	0.055	0.044
Arguineguín	0.059	0.029
Arinaga	-	0.023
Arucas	0.064	0.058
Barranco Seco	0.065	0.065
Buenavista	0.087	0.070
Carrizal	0.061	0.049
Cementos Especiales	0.011	0.011
Cinsa	0.044	0.044
El Cebadal	-	0.016
El Tablero	-	0.018
Guanarteme	0.082	0.066
Guía	0.058	0.041
La Aldea	-	0.006
La Paterna	0.01	0.039
Las Palmas Oeste	-	0.022
Lomo Apolinario	0.088	0.049
Lomo Maspalomas	0.092	0.074
Marzagán	0.027	0.019
Mogán	-	0.018
Muelle Grande	0.054	0.038
P. M. de Jinámar	-	0.008
Plaza de la Feria	-	0.027
San Agustín	0.061	0.061

Tabla 6.15: Continúa

Subestación carga	r_p 2010	r_p 2016
San Mateo	0.041	0.041
Santa Águeda	-	0.012
Telde	0.041	0.041

Tabla 6.15: Reparto de cargas utilizado en el estudio para Gran Canaria

6.6.4 Tenerife

Para Tenerife hemos realizado el mismo proceso que para Gran Canaria, partiendo de los datos del año 2000 para la punta de demanda, se han confeccionado las tablas 6.16 y 6.17 con las caraterísticas de la carga demandada en las distintas subestaciones.

Subestación carga	$P_{\text{instalada}}$ MW	P_p MW
Adeje	-	-
Arico	-	-
Arona	80	37.01
Arona II	-	-
Ballester	-	-
Buenos Aires	135	56.73
Candelaria	-	-
Chayofa	80	58.76
Cruz Chica	-	-
Cuesta de la Villa	72	49.45
Dique del Este	36	20.42
Geneto	80	41.89
Guajara	-	-
Guía de Isora	60	35.57
Icod	36	17.81
La Laguna	-	-
Los Olivos	-	-
Los Vallitos	-	-
Manuel Cruz	60	42.81
Polígono de Granadilla	36	20.14
Polígono de Güimar	36	23.3
Realejos	-	-
San Isidro	-	-
San Telmo	-	-
Tacoronte	36	26.8
Teno	-	-
Troya	-	-
Total	747	430.69

Tabla 6.16: Tabla de datos del año 2000 que aparece en [32] para Tenerife

Para las subestaciones que no estaban en 2000 que están en 2010, se han hecho las siguientes consideraciones acerca del reparto de cargas:

- **Candelaria.** 10 % de Polígono de Gûimar.
- **Guajara.** 30 % de Geneto + 30 % de Manuel Cruz.
- **Los Olivos.** 30 % de Guía de Isora + 20 % de Chayofa.
- **San Telmo.** 15 % de Buenos Aires + 15 % de Manuel Cruz.

Para las nuevas subestaciones planificadas para 2016, se han hecho las siguientes consideraciones acerca del reparto de cargas con respecto al reparto 2010, de acuerdo a la situación geográfica de cada subestación:

- **Adeje.** 20 % de Guía de Isora + 20 % de Los Olivos.
- **Arona II.** 50 % de Arona.
- **Ballester.** 25 % de Manuel Cruz.
- **Cruz Chica.** 10 % de Tacoronte + 10 % de Geneto.
- **La Laguna.** 10 % de Guajara + 10 % de Geneto.
- **Los Vallitos.** 30 % de Chayofa.
- **Realejos.** 10 % de Cuesta de la Villa + 10 % de Icod.
- **San Isidro.** 20 % de Polígono de Granadilla.
- **Teno.** 20 % de Icod.
- **Troya.** 20 % de Guía de Isora.

Subestación carga	r_p 2010	r_p 2016
Adeje	-	0.022
Arico	0.006	0.006
Arona	0.08	0.04
Arona II	-	0.04
Ballester	-	0.014
Buenos Aires	0.112	0.112
Candelaria	0.005	0.005
Chayofa	0.109	0.076
Cruz Chica	-	0.013
Cuesta de la Villa	0.115	0.104
Dique del Este	0.047	0.047
Geneto	0.068	0.054
Guajara	0.059	0.053
Guía de Isora	0.058	0.046
Icod	0.041	0.029
La Laguna	-	0.013
Los Olivos	0.052	0.042
Los Vallitos	-	0.033
Manuel Cruz	0.054	0.04
Polígono de Granadilla	0.047	0.038
Polígono de Güimar	0.05	0.05
Realejos	-	0.015
San Isidro	-	0.009

Tabla 6.17: Continúa

Subestación carga	r_p 2010	r_p 2016
San Telmo	0.035	0.035
Tacoronte	0.062	0.056
Teno	-	0.008
Troya	-	0.012

Tabla 6.17: Reparto de cargas utilizado en el estudio para Tenerife

6.6.5 La Gomera

La Gomera carece de una subestación propiamente dicha, ya que la tensión de "transporte" es de 20 kV. Pero para 2016 está planificado tener 2 subestaciones: El Palmar y Alajeró; siendo El Palmar donde se sitúa la generación eléctrica de toda la isla.

Las dos subestaciones planificadas se interconectarán mediante una línea de 25 km de longitud, en circuito simple con conductor LARL-145 y a 66 kV. En cuanto al reparto de la demanda, se supondrá que para 2016 la carga se repartirá al 50 % entre ambas subestaciones.

6.7 Conclusiones

En este capítulo se ha caracterizado la demanda mediante el establecimiento de varios parámetros que se han obtenido estudiando los datos históricos. Además, se han estudiado las previsiones del Ministerio de Economía, a través de las planificaciones del sector eléctrico, y las previsiones de la Comisión Nacional de la Energía, que se actualizan cada cierto tiempo. En la tabla 6.18 se muestran la energía consumida anualmente, así como el crecimiento interanual previsto en dicho periodo..

	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
			2010		
E_{anual} GWh	869	656	3633	3657	72
cr (%)	4.31	4.31	0.03	0.55	2.86
			2016		
E_{anual} GWh	1252	944	4581	4450	103
cr (%)	6.05	6.05	3.83	3.79	5.12

Tabla 6.18: Energía y crecimiento interanual de la demanda estimados para el presente estudio

En virtud del estudio hecho y del modelo de caracterización propuesto, se ejecuta el código para MATLAB que se ha elaborado (está en el CD adjunto) utilizando los parámetros hallados y las previsiones de energía y crecimiento anual. Se obtiene así la demanda de energía horaria para cada hora del año (potencia media horaria), que luego se repartirá entre subestaciones según se vio en las tablas anteriores. En la tabla 6.19 se muestran los valores característicos de la demanda, los mínimos de demanda, valores medios y máximos para cada sistema y horizonte temporal.

	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
			2010		
P_{max} MW	136.5	103.8	567.1	579.2	11.0
P_{min} MW	66.0	49.7	273.4	267.7	5.9
P_{med} MW	99.2	74.9	414.7	417.5	8.2
$P_{punta\ máxima}$ MW	137.0	114.0	613.0	622.0	16.0
			2016		
P_{max} MW	197.5	149.9	722.3	710.7	15.8
P_{min} MW	94.6	70.7	340.4	322.2	8.4
P_{med} MW	142.5	107.5	521.5	506.6	11.7
$P_{punta\ máxima}$ MW	205.0	172.0	752.0	773.0	21.0

Tabla 6.19: Valores característicos de la demanda estimados para el presente estudio

Capítulo 7

Generación

En este capítulo se describen las unidades de generación presentes en los sistemas eléctricos a estudio. Por un lado, se enumeran todas las unidades existentes y planificadas. Por otro lado, se dan datos característicos, tales como rendimientos, consumos, limitaciones de las unidades y costes. Para la generación no convencional, eólica y solar, se describirá su variabilidad productiva. Además, se especificarán los criterios a seguir para el establecimiento de reservas según se define en [79]. Como se explicó en los capítulos anteriores, el equipo generador previsto para 2016 será también el utilizado para el horizonte 2021.

7.1 Introducción

Las unidades de producción en las Islas Canarias son de pequeña potencia en comparación con las unidades continentales. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de las Islas Canarias son también menores en tamaño. La cobertura de la demanda no puede depender de pocas unidades de producción, pues ante el fallo de una unidad, se corre el riesgo de dejar sin suministro de energía a todos o a una parte de los clientes.

Las unidades de producción en régimen ordinario presentes en cada uno de los sistemas se agrupan en una o varias centrales eléctricas. La existencia de varias centrales eléctricas permite que se genere la energía eléctrica de forma más distribuida. Generalmente, una mayor distribución de la generación de la energía eléctrica mejora también las pérdidas en su transporte, ya que se genera más cerca de donde se consume. Asimismo, la separación geográfica de la generación permite que ante problemas de carácter local en una central, exista el respaldo por parte de la otra central.

En los mayores sistemas eléctricos de las Islas Canarias, los sistemas de Gran Canaria y Tenerife, existen dos centrales eléctricas. Dichas centrales se encuentran ubicadas en puntos distantes geográficamente, pero interconectadas mediante líneas eléctricas de gran capacidad de transporte.

En el caso de Lanzarote y Fuerteventura, ambas islas forman un sistema eléctrico único con dos centrales de producción. Sin embargo, debido a que el sistema está conformado prácticamente por un sólo corredor eléctrico, las incidencias graves en dicho corredor pueden provocar la falta de suministro de energía en una parte o en la totalidad del sistema.

La Gomera, debido a su reducido tamaño y demanda, posee sólo una central eléctrica. Esta central eléctrica distribuye directamente la energía eléctrica a 20 kV.

La generación de energía eléctrica en las Islas Canarias se realiza casi exclusivamente mediante el uso de derivados del petróleo. Como muestra de ello, baste decir que, en 2009, el impacto

de la generación de energía eléctrica de origen eólico fue ligeramente superior al 4 %, que es incluso menor que los consumos de auxiliares en las centrales térmicas.

En el capítulo 4 se mostraron las características del consumo de combustibles por isla y tipo, ver tablas 4.2, 4.3 y 4.4. En estas tablas se observa que el combustible base para la generación de energía eléctrica es el fuelóleo, usado en los grandes motores diésel y grupos de vapor. Le sigue el gasóleo, usado para alimentar las turbinas de gas, incluyendo las turbinas de gas de los ciclos combinados. Y por último, se sitúan el gas de refinería, usado por la turbina de gas de Cotesa (unidad de producción en régimen especial[1]), y el dieselóleo, usado por los motores diésel instalados en las islas pequeñas, como La Gomera.

Debido a la fuerte dependencia energética exterior, en Canarias se recurre a la elaboración de planes energético desde 1986, denominados PECAN[2], que orientan las bases de las actividades en el campo de la energía, tanto a nivel de las administraciones, como a nivel de las empresas de suministro energético y de otros actores. El primer PECAN data de 1986, a los que le siguieron el de 1989, 2003 y 2006.

El último establecido, el PECAN de 2006, toma en consideración un horizonte temporal hasta 2015, pero a efectos presupuestarios y de planificación de infraestructuras, toma hasta 2011, coincidiendo con la última planificación del Ministerio de Economía en aquel periodo. En él se hace una fuerte apuesta por las energías renovables, estableciéndose objetivos de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento eólico y solar. Aunque los escenarios de demanda en dicho plan están desfasados (ver capítulo 6), su apuesta por el cambio del "mix" energético para la producción de electricidad sigue vigente, y se continúa dando pasos para alcanzar los objetivos que en él se proponen.

Para lograr la consecución de los objetivos en cuanto a producción de energía eléctrica de origen renovable, no es sólo necesaria la puesta en marcha de las instalaciones de generación, sino que además se ha de planificar una serie de actuaciones en los sistemas eléctricos. Dichas actuaciones deben permitir que la máxima penetración de dichas energías sea alcanzada. La integración de las energías renovables, fundamentalmente la eólica y la solar fotovoltaica, suponen un reto importante, pues su carácter no gestionable complica la operación del sistema.

En este sentido, el presente estudio debe evaluar cómo y cuánto puede mejorar el comportamiento de los sistemas eléctricos mediante la construcción de la nueva infraestructura que en él se propone.

7.2 Grupos generadores instalados y planificados

Las centrales de generación en régimen ordinario[3] existentes actualmente en los sistemas eléctricos de las Islas Canarias son propiedad de Unelco-Endesa, y conforman el grueso de las unidades de producción de las islas. A través de su informe anual 2008, el último disponible, se han obtenido los siguientes datos acerca de las centrales eléctricas de su propiedad en Canarias, ver tabla 7.1.

[1] La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

[2] Plan Energético de Canarias

[3] La actividad de generación de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen ordinario siempre que no cumpla los requisitos exigidos para ser considerada producción en régimen especial.

Central	Isla	Combustibles	N. de grupos	Potencia MW
Jinámar	Gran Canaria	F-G	13	415.6
Bco. de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697.0
Candelaria	Tenerife	F-G	10	288.2
Guía de Isora	Tenerife	G	1	48.6
Granadilla	Tenerife	F-G	9	513.6
Arona	Tenerife	G	2	48.6
Punta Grande	Lanzarote	D-G	12	212.5
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	12	186.6
El Palmar	La Gomera	D	10	22.9
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	12.7
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	108.7
El Mulato	La Palma	H	1	0.8
Total			88	2555.9

Nota: F (Fuelóleo), G (Gasóleo), D (Dieselóleo), H (Hidráulica)

Tabla 7.1: Potencia instalada en Canarias, a 31 de diciembre de 2008

En la tabla 7.1, se observan ciertas características que ya se apuntaban en 7.1. En Gran Canaria, existen 23 unidades de producción, en Tenerife 22, en el sistema Lanzarote-Fuerteventura 24, en La Gomera 10, en El Hierro 9 y en La Palma 12. Se demuestra así nuestra anterior afirmación acerca de que aunque los sistemas sean pequeños, son necesarios un buen número de grupos de producción, adecuándose su tamaño al tamaño del sistema. Además de las centrales eléctricas que se han mostrado, existen grupos de generación de emergencia en diversos puntos de los sistemas eléctricos, éstos serán ignorados.

Por otro lado, están las plantas de producción en régimen especial, que conforman un amplio espectro de unidades, en tecnologías y en tamaños. Los datos que se tiene sobre éstos se especificarán en apartados posteriores.

Para establecer un marco global en cuanto a generación para el presente estudio, se ha construido una tabla (7.2) en donde se muestran las potencias instaladas por tipo de fuente energética, así como las potencias de demanda punta que se estudiaron en el capítulo 6, para los años de estudio: 2010 y 2016. Los datos de 2010 han sido recopilados a través de diversas fuentes, entre ellas está el registro del Ministerio de Industria sobre instalaciones de generación y las búsquedas en el BOE[4]. Los datos de 2016 acerca de la generación de energía eléctrica se deben al PECAN y a la Planificación de los sectores de la electricidad y del gas 2008-2016 [34].

MW	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
			2010		
P_{punta}	137	114	613	622	16
Térmica*	212.11	185.07	1110.68	806.22	23.36
Eólica	8.78	19.53	77.12	37.40	0.36
Solar	2.42	4.00	21.39	63.58	0.00
Índice cob.	1.57	1.64	1.82	1.30	1.46
			2016		

Tabla 7.2: Continúa

[4]Boletín Oficial del Estado

MW	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera
P_{punta}	205	172	752	773	21
Térmica* plan.	375.00	327.00	1339.00	1354.00	35.90
Térmica* corr.	338.00	283.00	1128.00	1160.00	37.80
Eólica plan.	81.00*	81.00*	411.00	402.00	8.00
Eólica corr.	75.00*	75.00*	300.00	310.00	8.00
Solar	22.50	22.50	46.00	57.00*	5.00
Bombeo	0.00	0.00	164.00	90.00	30.00
Índice cob. plan.	1.83	1.90	1.78	1.75	1.71
Índice cob. corr.	1.65	1.65	1.50	1.50	1.80

Notas: La potencia instalada de energía solar fotovoltaica para 2016 ya ha sido superada en Tenerife. Las potencias instaladas de eólica y solar para Lanzarote y Fuerteventura se desagregan por la mitad. La potencias de origen térmico se refieren a potencias brutas.

Tabla 7.2: Potencia instalada 2010 y planificada 2016 utilizada en el estudio

Obsérvese que debido a la nueva previsión de demanda hecha aquí, la potencia térmica planificada resulta exagerada, de forma que los índices de cobertura resultan asimismo bastante mayores que los de referencia utilizados en el PECAN. Aquí se ajustará la generación considerada en concordancia con los índices de cobertura de referencia.

En cuanto a la generación eólica, se deben hacer varias matizaciones. Para estudiar la penetración de energía eólica en los sistemas eléctricos, hay que diferenciar tres conceptos:

- **Penetración en capacidad instalada.** Corresponde al valor de la potencia eólica instalada en el total o en un área del sistema eléctrico.
- **Penetración en potencia.** Corresponde al valor instantáneo de potencia eólica inyectada en el total o en un área del sistema eléctrico.
- **Penetración en energía.** Corresponde a la energía totalizada de origen eólico inyectada en el total o en un área del sistema eléctrico.

Estas magnitudes se pueden medir en valores absolutos (MW, MWh), o bien en valores relativos a otros magnitudes del sistema. El establecimiento de un valor de potencia eólica instalada responde a criterios de estrategia energética, en donde interesa maximizar la penetración de energía eólica. El valor concreto de potencia instalada depende de la capacidad del sistema para integrarla, y de las características de viento de la región.

A pesar de las limitaciones territoriales inherentes a las Islas Canarias, el marco legal y la aceptación social de las instalaciones eólicas permiten que las limitaciones de potencia instalable sólo dependan de la iniciativa privada y pública para poner en marcha los proyectos, y del sistema eléctrico para integrarla. Según el PECAN, aún con las limitaciones territoriales existentes se pueden instalar hasta 3600 MW en toda Canarias (1100 MW en Gran Canaria según el PTE-32). Al tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema eléctrico, se observa que este valor depende básicamente de la demanda. En función de ésta hay que aumentar la generación convencional al tiempo que fortalecer la red.

El PECAN utiliza un valor de potencia eólica instalable aproximadamente equivalente al 40 % de la demanda punta del sistema que se prevé en el propio PECAN como valor estratégico, si bien no se detallan criterios específicos para establecer esa potencia instalada objetivo.

Según lo publicado por [60], la penetración instantánea de potencia eólica puede ser como máximo de 25-50 % de la demanda para sistemas aislados como los de las Islas Canarias. Dependiendo de las características del parque generador térmico, parque generador eólico (tecnologías utilizadas), la red eléctrica y de los criterios utilizados en la seguridad del sistema, se pueden aceptar valores mayores o menores de penetración instantánea.

Por tanto, el valor utilizado por el PECAN es meramente orientativo, ya que en cada instante el operador del sistema debe verificar que el sistema está en un estado seguro. En el plano estacionario de los sistemas, hay que tener presente que tienen un conjunto de grupos de generación térmica base que no se pueden desconectar en los valles de demanda, de forma que en esos momentos la potencia eólica integrable se ve reducida con respecto a otros momentos de demanda alta. En el plano transitorio-dinámico, el sistema debe permanecer estable ante procesos transitorios eventuales: comportamiento adecuado frente a huecos de tensión (cortocircuitos), frente a caídas de generación térmica y eólica (pérdida de generación) y flicker (variaciones de tensión y frecuencia debido a las variaciones productivas de los parques). Para el presente capítulo se supondrán las potencias eólicas instaladas que resultan de aplicar el criterio del 40 % de la demanda punta utilizado en el PECAN.

Para poder integrar la mayor proporción posible de eólica, se puede optar por el almacenamiento energético mediante bombeo. La energía eólica no directamente integrada en la demanda del sistema se utiliza para bombear agua desde un depósito inferior hasta otro superior (principalmente en los valles de demanda), y se turbina para devolver parte de la energía almacenada (en las puntas de demanda). Desde el punto de vista de la generación térmica y eólica, se observa un aplanamiento aparentemente de demanda del sistema. Como se puede ver en la tabla 7.2, en el PECAN se prevén instalaciones de bombeo en Gran Canaria, Tenerife y La Gomera.

La potencia de origen fotovoltaico es más predecible que la de origen eólico, pero sigue siendo un recurso disperso. Durante la primera rampa de crecimiento de la demanda, la potencia fotovoltaica irá también creciendo hasta su máximo en el mediodía solar, que coincide aproximadamente con la primera punta del día. En esos momentos, la presencia de sombras producidas por nubes pueden provocar caídas importantes de potencia inyectada en los nudos en donde se conecta la potencia fotovoltaica.

Ante la variabilidad de la potencia eólica y solar fotovoltaica, las interconexiones propuestas permiten compartir demanda y generación de unos sistemas sobre otros, permitiendo, *a priori*, una mayor cobertura de la demanda por parte de las energías renovables.

7.2.1 Lanzarote

7.2.1.1 2010

El sistema eléctrico de Lanzarote consta actualmente de una única central eléctrica convencional, denominada Central Diésel Punta Grande. Cuenta con 10 grupos de motores diésel, con potencias brutas que oscilan entre 7.52 y 24.39 MW , y 2 turbinas de gas. En total la central cuenta con 212.11 MW de potencia bruta instalada. Ver tabla 7.3.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 1	7.52	6.49	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	14V 40/45

Tabla 7.3: Continúa

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 2	7.52	6.49	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	14V 40/45
DIÉSEL 3	7.52	6.49	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	14V 40/45
DIÉSEL 4	15.50	12.85	D2T	Fuelóleo	MAN B&W	10L 67 GBE-S
DIÉSEL 5	15.50	12.85	D2T	Fuelóleo	MAN B&W	10L 67 GBE-S
DIÉSEL 6	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
DIÉSEL 7	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 8	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 9	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 10	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
GAS 1	23.45	19.60	TG	Gasóleo	GE	MS5001-P
GAS 2	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
Total	212.11	186.42				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.3: Unidades de producción en 2010 en Central Diésel Punta Grande

Existen 2 parques eólicos conectados a red, cuya potencia nominal total es de 8.775 MW, ver tabla 7.4.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
MONTAÑA MINA	5	0.225	1.125	VESTAS	V27	San Bartolomé
LOS VALLES	9	0.850	7.650	GAMESA	G52	Punta Grande
Total	14		8.775			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.4: Parques eólicos conectados a red en 2010, Lanzarote

Existen 2.42 MW de potencia de origen fotovoltaico en Lanzarote, pero como es pequeña y ésta conectada a la red de distribución, se ignorarán. Además, en Teguise, existe una planta de biometanización y compostaje, que utiliza el metano producido para alimentar grupos térmicos y cuya potencia total es de 2.096 MW. No se considerará la presencia de dicha unidad en la modelización.

7.2.1.2 2016

La compañía generadora Unelco-Endesa asegura que la central eléctrica actual estará operativa hasta 2025, ampliándose su potencia con 3 motores diésel más (iguales a los DIESEL 7-9), aunque ello dependería de la demanda, ver artículo de periódico [104]. La ampliación que se supondrá será la que se muestra en la tabla 7.5.

Según la planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2008-2016 [34], se plantea la posibilidad de crear una nueva central en la isla, situada entre Arrecife y Playa Blanca.

Se ha seguido dicha planificación de forma que la nueva central complemente la potencia instalada en la isla hasta coincidir aproximadamente con la potencia instalada de origen térmico planificada corregida, 338 MW. Las unidades de producción agrupadas en dicha central se han supuesto modelos similares a los instalados en Punta Grande, tal y como hace el PECAN.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 11	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 12	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 13	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
Total	55.20	51.60				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos). Potencias en MW.

Tabla 7.5: Ampliación 2016 en Central Diésel Punta Grande

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 1	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 2	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
GAS 1	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
Total	74.3	66.74				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.6: Unidades de producción en 2016 en Nueva Central planificada en Lanzarote

Según tabla 7.2, en Lanzarote se planifica alcanzar los 75 MW de eólica instalada. Para ello, se complementará hasta llegar a dicha potencia mediante la instalación de aerogeneradores con tecnología de velocidad variable de 2 MW. Esta elección no es casual, según referencia 938 del BOC 117 de 19 de junio de 2009, en la asignación de potencia se eligieron todos los aerogeneradores con esta tecnología. Ver tabla 7.7. Se va a suponer que una mitad se conecta a la nueva subestación de Matagorda, y la otra mitad a Punta Grande.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
MATAGORDA	16	2.000	36.000	ENERCON	E70	Matagorda
PUNTA GRANDE	17	2.000	36.000	ENERCON	E70	Punta Grande
Total	33		66.000			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.7: Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Lanzarote

En cuanto a la potencia solar fotovoltaica instalada, se planifican 22.5 MW para Lanzarote, pero como no se sabe si se conectarán a la red de transporte o a distribución, se ignorará su presencia.

7.2.2 Fuerteventura

7.2.2.1 2010

La isla de Fuerteventura cuenta con una central eléctrica, denominada Central Diésel Las Salinas. La potencia total instalada es de 185.07 MW, distribuidos en 9 motores diésel y 3 turbinas de gas. Ver tabla 7.8.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 1	4.32	3.82	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	V6V 40/45
DIÉSEL 2	4.32	3.82	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	V6V 40/45
DIÉSEL 3	5.04	4.11	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	12V 40/45 A
DIÉSEL 4	7.52	6.21	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	14V 40/45

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 9	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
GAS 1	25.86	21.85	TG	Gasóleo	GE	PG5371-PA
GAS 2	37.50	29.40	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
GAS MÓVIL	13.40	11.39	TG	Gasóleo	STAL LAVAL	GT35
Total	185.07	158.92				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.8: Unidades de producción en 2010 en Central Diésel Las Salinas

Además de la generación en esta central, debido a la debilidad de la red y a la importante demanda de la subestación más lejana del sistema, Matas Blancas, se ha hecho necesario el uso de grupos electrógenos de emergencia en dicha zona. Éstos grupos se han instalado en los aledaños de la subestación de Gran Tarajal, y en una parcela anexa a la depuradora de Jandía, conectándose estos últimos al centro de reparto "Las Gaviotas", que a su vez se conecta con Matas Blancas.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
EMERG. GT 1	6	1.088	6.528	CAT	3512B TA	Gran Tarajal
EMERG. GT 2	5	1.460	7.300	CAT	3516 TA V16	Gran Tarajal
EMERG. LG	18	0.800	14.400	CAT	C32	Matas Blancas
Total	29		28.228			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.9: Generación de emergencia en 2010 en Fuerteventura

En Fuerteventura existe mayor potencia eólica instalada que en Lanzarote. La potencia instalada conectada a red está dividida en dos parques muy cercanos en la zona de Costa Calma. Desde hace algún tiempo se sabe que el mayor, Cañada del Río, iba a sufrir una repotenciación, pero a día de hoy, no se sabe si se ha producido o no. Se ha cotejado toda la información disponible, permitiendo construir la tabla 7.10.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
C. DEL RÍO	8	2.300	18.400	ENERCON	E70*	Matas Blancas
C. DE LA BARCA	5	0.225	1.125	VESTAS	V27	Matas Blancas
Total	13		19.525			

*Nota: Potencias en MW. * Repotenciación prevista 2010*

Tabla 7.10: Parques eólicos conectados a red en 2010, Fuerteventura

A pesar de su enorme potencial solar, en Fuerteventura sólo existen 4 MW fotovoltaicos, pero como su impacto es pequeño, y están conectados a la red de distribución, no se considerarán en el modelo.

7.2.2.2 2016

Para el año 2016, se espera la eliminación definitiva de los grupos electrógenos tras la mejora de la red de transporte. En la Central Diśel Las Salinas, al igual que ocurría con Lanzarote,

la ampliación depende del incremento de la demanda. Se va a suponer que se amplía con un motor diésel (DIÉSEL 10) similar al DIÉSEL 7, 8 y 9.

Además de ello, la modificación más importante en Fuerteventura es que se planea la construcción de una nueva central, como complemento a Las Salinas. Según [16] y [59], se van a construir varios grupos por parte de Sampol y Unelco-Endesa: 5 motores diésel de 9 MW y una turbina de vapor de 3 MW aprovechando los gases de escape (Sampol), y una turbina de gas móvil de 22 MW. Se situaría al suroeste de Gran Tarajal, en una zona denominada Llanos de las Pilas, aunque todavía no hay nada seguro y existen alternativas, esta es la hipótesis escogida.

Los motores diésel de 9 MW se va a suponer que corresponden al modelo 9L 48/60, ver [45], que coinciden en las características publicadas por las empresas implicadas. La turbina de vapor, aunque explicitada aquí, no se considerará en los modelos. La turbina de gas se supondrá similar al GAS 1 de la C.D. Las Salinas.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 1	10.00	9.07	D4T	Fuelóleo	-	9L 48/60
DIÉSEL 2	10.00	9.07	D4T	Fuelóleo	-	9L 48/60
DIÉSEL 3	10.00	9.07	D4T	Fuelóleo	-	9L 48/60
DIÉSEL 4	10.00	9.07	D4T	Fuelóleo	-	9L 48/60
DIÉSEL 5	10.00	9.07	D4T	Fuelóleo	-	9L 48/60
VAPOR 1	3.00	3.000	TV	-	-	-
GAS 1	25.86	21.85	TG	Gasóleo	GE	PG5371-PA
Total	78.86	70.20				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), TV (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.11: Unidades de producción en 2016 en Central Diésel Matas Blancas

La potencia de origen eólico para Fuerteventura está planificada en 75 MW. Al igual que ocurría en Lanzarote, se va a complementar con nueva potencia hasta llegar a estos 75 MW con dos parques eólicos equivalentes conectados a la subestación de Antigua y otro a Corralejo. Ver tabla 7.12.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
ANTIGUA	14	2.000	30.000	ENERCON	E70	Antigua
CORRALEJO	14	2.000	32.000	ENERCON	E70	Corralejo
Total	28		56.000			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.12: Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Fuerteventura

La potencia planificada de origen fotovoltaico es de 22.5 MW, pero como no se sabe si se conectarán a la red de transporte o a distribución, se ignorará su presencia. En todo caso, resulta en un decremento neto de la demanda vista por las subestaciones.

7.2.3 Gran Canaria

7.2.3.1 2010

Gran Canaria consta actualmente de dos centrales eléctricas: la Central Térmica de Jinámar y la Central Térmica Barranco de Tirajana. La más antigua es la primera, y agrupa unidades instaladas desde 1972 hasta 1990. Las unidades que están operativas en dicha central se recogen en la tabla 7.13.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
VAPOR 1	33.15	28.02	F	Fuelóleo	-	-
DIÉSEL 1	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
DIÉSEL 2	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
DIÉSEL 3	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
VAPOR 2	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 3	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
GAS 1	23.45	17.64	TG	Gasóleo	GE	MS5001-P
VAPOR 4	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 5	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
GAS 2	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
GAS 3	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
DIÉSEL 4	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
DIÉSEL 5	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
Total	416.38	362.57				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.13: Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Jinámar

La Central Barranco de Tirajana es la más moderna, y es donde se planifica ampliar la potencia si es necesaria. La primera unidad se instaló en 1992 y la última en 2008, cerrando el segundo ciclo combinado. Las unidades de producción operativas en la central se recogen en la tabla 7.14. 416.38 + 694.30

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
GAS 1	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
GAS 2	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
VAPOR 1	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 2	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
GAS 3 (CC1)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 4 (CC1)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
VAPOR 3 (CC1)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
GAS 5 (CC2)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 6 (CC2)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101

Tabla 7.14: Continúa

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
VAPOR 4 (CC2)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
Total	694.30	636.16				

Nota: CCGT (Ciclo combinado), D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.14: Unidades de producción en 2010 en Central Térmica Barranco de Tirajana

En Gran Canaria hay instalada actualmente una potencia eólica de 77 MW, repartida en muchos parques eólicos. Cotejando los datos de varias fuentes, en los que hay ciertas contradicciones, se ha llegado a la construcción de la tabla 7.15 de parques eólicos.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
CONCASUR	1	0.600	0.600	IZAR-B.	MKIV	Carrizal
PILETAS	1	0.225	0.225	VESTAS	V27	Carrizal
AGA	4	0.225	0.900	ACSA	A27	Carrizal
PESBAN	1	0.800	0.800	GAMESA	G52	Carrizal
AER. ARINAGA	1	0.225	0.225	VESTAS	V27	Carrizal
LA FLORIDA	4	0.625	2.500	MADE	AE46	Carrizal
SAN FRANCISCO I	5	0.225	1.125	VESTAS	V27	Carrizal
LOMO EL CABEZO	3	0.600	1.800	ENERCON	E40/600	Carrizal
C. DE ARINAGA (1)	8	0.660	5.280	MADE	AE46	Carrizal
C. DE ARINAGA (2)	3	0.330	0.990	MADE	AE32	Carrizal
AGUATONA	2	0.100	0.200	VESTAS	V20	Carrizal
ARINAGA	2	0.180	0.360	MADE	AE23	Carrizal
AEROPUERTO	1	0.660	0.660	MADE	AE46	Carrizal
CUEVA BLANCA	4	0.330	1.320	MADE	AE30	Guía
LOS MANANTIALES	1	0.225	0.225	VESTAS	V27	Guía
MONTAÑA PELADA	7	0.660	4.620	MADE	AE46	Guía
LL. JUAN GRANDE	67	0.300	20.100	DESA	A300	Matorral
AER. JUAN GRANDE	1	0.150	0.150	VESTAS	V25	Matorral
JULIANO BONNY	2	0.850	1.700	GAMESA	G52	Matorral
B. DE TIRAJANA	7	0.180	1.260	MADE	AE23	Matorral
AER. LA VEREDA	1	0.225	0.225	VESTAS	V27	Matorral
SANTA LUCIA	16	0.300	4.800	MADE	AE30	Matorral
B. DE FORMAS IV	10	0.500	5.000	ENERCON	E40/500	Matorral
B. DE FORMAS II	4	0.500	2.000	ENERCON	E40/500	Matorral
B. DE FORMAS III	10	0.500	5.000	ENERCON	E40/500	Matorral
LA PUNTA	11	0.500	5.500	ENERCON	E40/500	Matorral
PUNTA GAVIOTA	11	0.630	6.930	ECOTECNIA	ECO44	Matorral
F. SAN ANTONIO	5	0.300	1.500	MADE	AE30	Matorral
PUNTA TENEFE	5	0.225	1.125	VESTAS	V27	Matorral
Total	198		77.120			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.15: Parques eólicos conectados a red en 2010, Gran Canaria

Por subestaciones, se tiene la siguiente potencia de origen eólico: 15.67 MW en Carrizal, 6.17 MW en Guía y 55.29 MW en Matorral. En la modelización de los parques, se va a

suponer un parque común por subestación de potencia total correspondiente, y del tipo de aerogenerador mayoritario instalado en dicha subestación.

En cuanto a las plantas solares fotovoltaicas, se han agrupado las instalaciones por municipios, y se les ha asignado la principal subestación en donde se supone la mayor parte de las plantas, ver tabla 7.16. Se han ignorado aquellos cuya potencia de origen fotovoltaico es inferior a 200 kW. Para la modelización del sistema eléctrico sólo se va a considerar la instalada para la subestación de Carrizal y para la de Cinsa, ya que son las que tienen una potencia instalada a considerar. Aunque la mayoría de instalaciones estén conectadas a la red de distribución en MT o en BT, es apropiado suponerlas como una generación en las barras de MT o AT de las subestaciones. La potencia a situar en los modelos de este sistema se eleva hasta 14.7 MW, y se modelarán como decrementos de demanda en dichas subestaciones.

Denominación	P_{total}	**Subestación**
F. AGÜIMES	4.485	Carrizal
F. ARUCAS	1.036	Arucas
F. GÁLDAR	0.330	Guía
F. INGENIO	6.101	Carrizal
F. MOGÁN	0.585	Arguineguín
F. LAS PALMAS G.C.	2.420	Muelle Grande
F. SAN BARTOLOMÉ TIRAJANA	1.482	Lomo Maspalomas
F. SANTA LUCÍA DE TIRAJANA	0.357	Aldea Blanca
F. TELDE	4.083	Cinsa
Total	20.88	

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.16: Plantas fotovoltaicas conectadas a red en 2010, Gran Canaria

En Gran Canaria existen varias instalaciones de cogeneración. Se sabe de la existencia de 2 turbinas de vapor de 12.1 MW en Emalsa, también existen motores diésel en el Hospital Dr. Negrín y en el Hotel Amadores, pero como no se sabe hasta que punto inyectan en la red de forma continuada, no se van a incluir en el modelo del sistema eléctrico.

7.2.3.2 2016

Para 2016, la planificación [34] plantea la eliminación de los grupos VAPOR 1, VAPOR 2, VAPOR 3, DIÉSEL 1, DIÉSEL 2 y DIÉSEL 3, debido a su obsolencencia y a la limitación de operación de 20000 horas durante el periodo 2008-2015 a la que obliga el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes. Se plantea la sustitución, en los mismos emplazamientos, por grupos nuevos más eficientes.

Se va a suponer que los tres grupos de vapor, que suman 113.15 MW brutos, se sustituyan por 2 grupos de vapor de 60.00 MW brutos. En el modelado se supondrán igual a los existentes de 60.00 MW en la central.

En cuanto a los tres grupos diésel, la potencia bruta total es de 36 MW, se supondrá que se sustituyen por 2 MAN B&W 18V 48/60. Cada unidad tiene de potencia bruta 18.4 MW, de forma que la sustitución da una potencia total equivalente.

En resumen, en 2016, la Central Térmica de Jinámar quedaría conformada como se muestra en la tabla 7.17.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 6*	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 7*	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
VAPOR 6*	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 7*	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
GAS 1	23.45	17.64	TG	Gasóleo	GE	MS5001-P
VAPOR 4	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 5	60.00	55.56	F	Fuelóleo	-	-
GAS 2	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
GAS 3	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	MS6551-B
DIÉSEL 4	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
DIÉSEL 5	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
Total	424.03	379.98				

*Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW. *Grupos nuevos.*

Tabla 7.17: Unidades de producción en Central Térmica de Jinámar, horizonte 2016 planificado

En lo que respecta a la Central Térmica de Tirajana, está planificado ampliar mediante un tercer ciclo combinado. Aquí se supondrá que éste será igual a los otros dos existentes.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
GAS 7 (CC3)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 8 (CC3)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
VAPOR 5 (CC3)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
Total	229.65	211.50				

Nota: CCGT (Ciclo combinado). Potencias en MW.

Tabla 7.18: Ampliación 2016 Central Térmica Barranco de Tirajana

Para Gran Canaria se ha planificado aquí instalar hasta 300 MW de potencia eólica. En la última asignación de potencia para Gran Canaria, publicada en BOC número 148 de 31 julio de 2009 referencia 1194, todos los aerogeneradores de los parques con asignación de potencia son de tecnología de velocidad variable. En consecuencia en el modelo se supondrá dicha tecnología. Se supondrá que el nuevo parque generador se instalará de forma que se repartirán de forma uniforme (75 MW) entre las subestaciones de Arinaga, Carrizal, Guía y Matorral; ver tabla 7.19. Estas suposiciones están basadas en las zonas de potencial eólico consideradas en el Plan Territorial Especial (PTE-32) para Gran Canaria.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
ARINAGA	38	2.000	76.000	ENERCON	E70	Arinaga
CARRIZAL	30	2.000	60.000	ENERCON	E70	Carrizal
GUÍA	34	2.000	68.000	ENERCON	E70	Guía
MATORRAL	10	2.000	20.000	ENERCON	E70	Matorral
Total	112		224.000			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.19: Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Gran Canaria

En cuanto a la solar fotovoltaica, se sabe que hay 46 MW planificados, pero no se conoce la existencia de proyectos para conexión directa a la red de transporte. Por tanto, se supondrá como generación en la red de distribución, y no se modelará específicamente.

Existe asimismo la intención de instalar un sistema de bombeo con las presas de Chira, Soria y Las Niñas. Se prevé que se realizará mediante tres máquinas hidráulicas reversibles de 54 MW, conectándose a la denominada subestación Soria.

7.2.4 Tenerife

7.2.4.1 2010

Tenerife posee dos centrales eléctricas: Central Térmica de Candelaria y Central Térmica de Granadilla. También hay turbinas de gas de punta y emergencia en Arona y Guía de Isora.

La configuración de la Central Térmica de Candelaria, la más antigua de la isla, es la que se muestra en la tabla 7.20.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
*DIÉSEL 1	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
*DIÉSEL 2	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
GAS 3	17.20	14.7	TG	Gasóleo	-	-
*DIÉSEL 3	12.00	8.51	D2T	Gasóleo	SULZER	9RFZ6
VAPOR 3	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 4	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 5	40.00	37.28	F	Fuelóeo	-	-
VAPOR 6	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
GAS 1	36.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
GAS 2	36.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
Total	288.20	254.03				

*Nota: D2T (Motor diésel 2 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW. *Dados de baja según estadísticas energéticas españolas en 2007, pero siguen apareciendo en el registro de instalaciones de generación en régimen ordinario.*

Tabla 7.20: Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Candelaria

La configuración de la Central Térmica de Granadilla, cuya primera unidad entró en operación en 1990, es la que se muestra en la tabla 7.21. 288.20 518.02

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
GAS 1	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
DIÉSEL 1	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
DIÉSEL 2	24.39	20.51	D2T	Fuelóleo	SULZER	9RTA76
VAPOR 1	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 2	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
GAS 2	42.09	39.20	TG	Gasóleo	GE	PG6581-B
GAS 3 (CC1)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 4 (CC1)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101

Tabla 7.21: Continúa

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
VAPOR 3 (CC1)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
Total	518.02	472.50				

Nota: CCGT (Ciclo combinado), D2T (Motor diésel 2 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.21: Unidades de producción en 2010 en Central Térmica de Granadilla

En cuanto a los grupos de punta y emergencia situados en Arona y Guía de Isora, se muestran sus características en la tabla 7.22. Además se ha añadido la turbina de gas presente en la refinería de Tenerife, cuya denominación es COTESA. Todas las turbinas, excepto la de COTESA, son para un funcionamiento en punta y emergencia. COTESA al estar en régimen especial, funcionará las máximas horas posibles, a criterio de la empresa generadora.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
ARONA GAS 1	24.30	21.60	TG	Gasóleo	-	-
ARONA GAS 2	24.30	21.60	TG	Gasóleo	-	-
G. ISORA GAS 1	45.00	39.60	TG	Gasóleo	P&W	TWINPAC FT8
G. ISORA EME.	8.76	8.76	D4T	Gasóleo	CAT	3516 TA V16
COTESA	38.20	38.20	TG	Gas refinería	-	-
Total	140.56	125.18				

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), TG (Turbina de gas). Potencias en MW.

Tabla 7.22: Unidades de producción de punta, emergencia y cogeneración en 2010 en Tenerife

Se puede observar que la potencia térmica total asciende a 946.78 MW, incluyendo la cogeneración y los grupos de emergencia. Los factores de garantía (cociente entre potencia térmica y potencia punta de demanda más 1) muestran que hay un importante déficit de generación, sobre todo con respecto a Gran Canaria. Dada la paralización actual de la demanda, actualmente no es tan determinante, aún así se está tratando de corregir mediante la instalación de un segundo ciclo combinado en Granadilla.

La potencia eólica instalada que posee Tenerife asciende a 37.40 MW, repartidas en tres localizaciones, Punta de Teno, Arico y Granadilla. En concreto, los parques eólicos se muestran en la tabla 7.23.

El desarrollo de la solar fotovoltaica en Tenerife está siendo espectacular, a día de redacción de este estudio, sumando las inscripciones en el registro de régimen especial hay 63.58 MW instalados. A diferencia que en Gran Canaria, la potencia solar instalada se debe a grandes plantas multimegavatio. No es factible enumerar la gran cantidad de parques fotovoltaicos, por ello, se ha agrupado por zonas la potencia aproximadamente existente, de forma que se recoja la máxima solar instalada. Véase tabla 7.24.

7.2.4.2 2016

En la planificación 2016 [34], para la Central Térmica de Candelaria se plantea la baja de los grupos DIÉSEL 1, DIÉSEL 2, DIÉSEL 3, VAPOR 3, VAPOR 4 y GAS 3, debido a las mismas razones esgrimidas para la Central Térmica de Jinámar, su obsolescencia. La configuración que aquí se supone para 2016 se muestra en la tabla 7.25.

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
P. GRANADILLA I (1)	1	0.200	0.200	ENERCON	E30	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (2)	2	0.500	1.000	ENERCON	E40	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (3)	1	0.330	0.330	ENERCON	E32	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (4)	1	0.300	0.300	MADE	AE26	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (5)	1	0.150	0.150	ECOTECNIA	ECO20	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (6)	1	0.150	0.150	MADE	AE20	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (7)	1	0.200	0.200	VESTAS	V25	P. Granadilla
P. GRANADILLA I (8)	1	0.300	0.300	CENEMESA	F19	P. Granadilla
P. GRANADILLA II	11	0.500	5.500	ENERCON	E40	P. Granadilla
P. GRANADILLA III	8	0.600	4.800	MADE	AE46	P. Granadilla
LL. DE LA ESQUINA	7	0.850	5.950	GAMESA	G52	Arico
ARICO F.M.	50	0.330	16.500	MADE	AE32	Arico
PUNTA DE TENO	6	0.300	1.800	MADE	AE30	Gua de Isora
Total	91		37.180			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.23: Parques eólicos conectados a red en 2010, Tenerife

Denominación	P_{total}	Subestación
F. ARICO I	16.90	Arico
F. ARICO II	16.90	Tagoro
F. POLÍGONO GRANADILLA	26.00	P. Granadilla
Total	59.8	

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.24: Plantas fotovoltaicas conectadas a red en 2010, Tenerife

En cuanto a la Central Térmica de Granadilla, se plantea la incorporación de 2 ciclos combinados nuevos, de potencia similar al existente. Ver tabla 7.26.

La potencia instalada de origen eólico que se planifica para el sistema de Tenerife es de 310 MW. Se va a suponer que la nueva potencia a instalar se distribuye de la forma que se muestra en la tabla 7.27. Como ya se había dicho, la tecnología mayoritaria se espera que sea la de velocidad variable (generador síncrono con convertidor).

En lo que respecta a la potencia de origen fotovoltaico, ya en 2010 se ha superado la potencia planificada, ver tabla 7.2. Por tanto, en la modelización para 2016 se supondrá la misma potencia que en 2010.

7.2.5 La Gomera

7.2.5.1 2010

Las unidades de producción en La Gomera se centran en la Central Diésel El Palmar. Consta de multitud de pequeñas unidades de algunos megavatios, ver tabla 7.28.

En La Gomera sólo existe un único aerogenerador de 300 kW, que no se va a considerar en lo que sigue.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
DIÉSEL 1*	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
DIÉSEL 2*	18.40	17.20	D4T	Fuelóleo	MAN B&W	18V 48/60
GAS 3*	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
VAPOR 7*	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 8*	80.00	74.24	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 5	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
VAPOR 6	40.00	37.28	F	Fuelóleo	-	-
GAS 1	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
GAS 2	37.50	32.34	TG	Gasóleo	GE	PG6531-B
Total	389.30	354.42				

*Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), F (Turbina de vapor), TG (Turbina de gas). Potencias en MW. *Grupos nuevos.*

Tabla 7.25: Unidades de producción en Central Térmica de Candelaria, horizonte 2016 planificado

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca	Modelo
GAS 5 (CC2)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 6 (CC2)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
VAPOR 4 (CC2)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
GAS 7 (CC3)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
GAS 8 (CC3)	75.00	68.70	CCGT	Gasóleo	GE	PG6101
VAPOR 5 (CC3)	79.65	74.10	CCGT	-	SIEMENS	ST5 (V80)
Total	459.30	423.00				

Nota: CCGT (Ciclo combinado). Potencias en MW.

Tabla 7.26: Ampliación 2016 Central Térmica de Granadilla

Denominación	unds.	P_{nom}	P_{total}	Marca	Modelo	Subestación
ARICO ECYR	51	2.000	102.000	ENERCON	E70	Arico
ARICO F.M. (repot.)	13	2.000	26.000	ENERCON	E82	Arico
P. GRANADILLA	25	2.000	50.000	ENERCON	E70	P. de Granadilla
P. GÜIMAR	31	2.000	62.000	ENERCON	E70	P. de Güimar
TENO	30	2.000	60.000	ENERCON	E70	Teno
Total	200		300.000			

Nota: Potencias en MW.

Tabla 7.27: Nuevos parques eólicos conectados a red en 2016, Tenerife

7.2.5.2 2016

En la planificación 2008-2016 se estipula la ampliación de generación térmica mediante grupos térmicos similares a los existentes de 3.60 MW, según sea el crecimiento real de la demanda. Se tiene planificado instalar 8 MW eólicos, así como un sistema de bombeo de 30 MW.

Sin embargo, la planificación 2008-2016 ha quedado obsoleta, y según señala el Cabildo de La Gomera en [40], a través del Plan Territorial Especial de Ordenacin de Infraestructuras Energéticas (PTEOIE) se iniciará el desarrollo de un proyecto hidroeólico análogo al establecido en El Hierro.

Denominación	P_{bruta}	P_{neta}	Tipo	Combustible	Marca
DIÉSEL 12	1.60	1.40	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 13	1.60	1.40	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 14	2.24	1.84	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 15	2.24	1.84	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 16	2.85	2.51	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 17	2.85	2.51	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 18	3.50	3.10	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 19	3.50	3.10	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL 20	3.60	3.20	D4T	Dieselóleo	-
DIÉSEL 21	3.60	3.20	D4T	Dieselóleo	-
DIÉSEL MÓVIL 2	1.46	1.46	D4T	Dieselóleo	CAT
DIÉSEL MÓVIL 3	1.02	1.02	D4T	Dieselóleo	CAT
Total	30.06	27.38			

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos). Potencias en MW.

Tabla 7.28: Unidades de producción en 2010 en Central Diésel El Palmar

Dicho proyecto propone la instalación de 20 MW de origen eólico, que se conectarán mayoritariamente en la subestación El Palmar. Se supone que la tecnología a utilizar para los aerogeneradores es velocidad variable (generador síncrono con convertidor).

Asimismo, en él se propone un total de 20 MW de energía solar fotovoltaica asociados en su mayoría a las subestaciones de El Palmar y Valle Gran Rey (cara sur de la isla), y constituida por plantas multimegavatio. En el dicho documento se discute la inadecuada inversión que esto supondría, ya que supone el uso de una gran superficie de terreno, 1690000 m^2 (1.3×1.3 km^2), y una inversión muy elevada (98.5 M€). Por ello, lo que se va a suponer es la instalación de un total de 5 MW, correspondiente a la propuesta del PECAN 2006, conectadas a la red de distribución, 2.5 MW en El Palmar y 2.5 MW en Vallehermoso.

Por último, se proponen tres posibles sistemas de bombeo: B1 55 MW (depósito superior Encantadora e inferior en Carreteras), B2 70 MW (depósito superior El Quebradón e inferior en Encantadora) y B3 4 MW (depósito superior Epina e inferior Alojerá). Los sistemas B1 y B2 estarían conectados a la subestación de Vallehermoso. El sistema B3 estaría conectado a la red de distribución que alimenta la subestación de Vallehermoso también.

Es claro que los proyectos B1 y B2 son excluyentes, o se implementaría B1 o B2, el primero tiene un coste estimado menor (38.5 M€frente a 48.8 M€), un coste por MW similar (0.7 M€/MW), una capacidad de almacenamiento mayor (0.46 Hm^3 0.35 Hm^3), pero una potencia máxima de bombeo/turbinado menor. Se supondrá desarrollado el sistema, en principio, más ventajoso, el sistema de bombeo B1. El sistema B3 no se condiderará, ya que además de un coste por MW bastante mayor, 1.5 M€/MW, es un sistema pequeño en comparación con el primero.

Otra modificación importante es el traslado de la C.D. El Palmar desde donde está ahora, cercano al núcleo de población de San Sebastián, hasta la desembocadura del Barranco Hondo, situado al suroeste de la localización actual.

7.2.6 Área sur de Marruecos/Sáhara Occidental

Como ya se describió en el capítulo 5, la generación instalada prevista en el sur de Marruecos[5] estará compuesta por generación solar térmica (1100 MW), eólica (950 MW), hidráulica (412 MW turbinado, 372 MW bombeo) y térmica convencional (516 MW).

Denominación	P_{bruta}	Tipo	Subestación	Tensión
STEP ABDEL. H1	206(T)-186(B)	Central bombeo	Abdelmoumen	225
STEP ABDEL. H2	206(T)-186(B)	Central bombeo	Abdelmoumen	225
AGADIR TG1	20.0	Turbina gas	Agadir	225
AGADIR TG2	20.0	Turbina gas	Agadir	225
AGADIR D1	18.0	Motor Diésel	Agadir	225
AGADIR D2	18.0	Motor Diésel	Agadir	225
AGADIR D3	18.0	Motor Diésel	Agadir	225
AGADIR D4	18.0	Motor Diésel	Agadir	225
LAAYOUNE TG1	50.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
LAAYOUNE TG2	50.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
LAAYOUNE TG3	50.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
LAAYOUNE TG4	33.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
LAAYOUNE TG5	33.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
LAAYOUNE TG6	33.0	Turbina gas	Laayoune Plage	225
TAN-TAN D1	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D2	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D3	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D4	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D5	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D6	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
TAN-TAN D7	16.5	Motor Diésel	Tan-Tan Port	225
FOUM AL OUAD	50.0	Eólica	Laayoune	225
AKHFENIR	200.0	Eólica	Tarfaya	225
TARFAYA	300.0	Eólica	Tarfaya	225
BOUJDOUR	100.0	Eólica	Boujdour	225
TISKRAD	300.0	Eólica	Laayoune	225
BOUJDOUR	100.0	Solar térmica	Boujdour	225
FOUM AL OUAD	500.0	Solar térmica	Laayoune	400
SEBKHA-TAH	500.0	Solar térmica	Tarfaya	225
Total generación	2938.5			
Total bombeo	372.0			

Nota: Potencias en MW. Tensiones en kV. (B) Bombeo, (T) Turbinado.

Tabla 7.29: Generación en el área sur de Marruecos/Sáhara Occidental

La generación especificada está situada al sur de Chemaia y Chichaoua, pero en las áreas centro y norte del sistema se instalará más generación renovable. Cabe destacar que además del bombeo de STEP Abdelmoumen en el norte de la región de Souss-Massa-Draâ, hay dos centrales más, STEP I y II de Afourer, con 465 MW de potencia de bombeo y 512 MW de turbinado. Por tanto, en Marruecos se tendría un total de 837 MW de potencia de bombeo.

[5]Se consideran las siguientes regiones: Laâyoune - Boujdour - Sakia El Hamra, Guelmim - Es-Semara y Souss-Massa-Draâ.

7.3 Características de la generación convencional

Una vez se ha visto el equipo generador actual y planificado, se va a tomar en consideración las características de funcionamiento de las distintas tecnologías convencionales utilizadas en las islas.

7.3.1 Rendimientos y consumos de combustible

Resulta interesante comparar todas las tecnologías en cuanto a rendimiento y consumo de combustible. En el artículo [67], se muestra una gráfica, que se reproduce en la figura 7.1, en donde se muestran los rendimientos en las distintas plantas de generación de energía eléctrica para diferentes rangos de potencia.

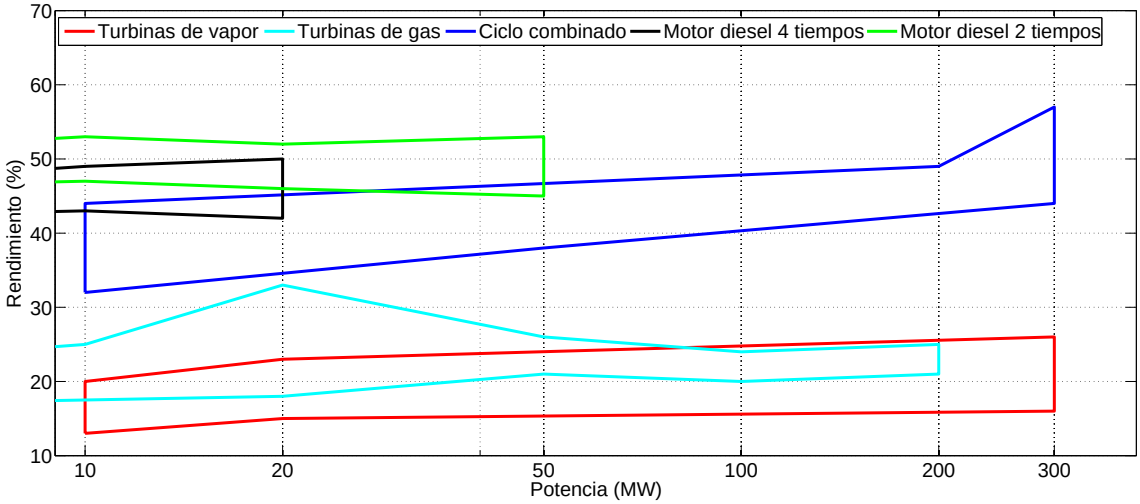


Figura 7.1: Rendimientos por tecnologías de generación, [67]

En la figura 7.1 se puede ver que para los sistemas tales como Gran Canaria y Tenerife, es económico operar en base con ciclos combinados, puesto que las potencias mínimas en dichos sistemas son tales que permiten la operación continua de dichas centrales. Los grupos constituidos por turbinas de vapor tienen un rendimiento inferior, pero que su operación en base se justifica porque en su rango de potencias, resultan más económicos en conjunto. Ambos tipos de grupos tienen tiempos de arranque del orden de 6-8 horas en frío, y la entrada hasta plena carga 1 hora aproximadamente, ver tabla 7.31. Al ser grupos lentos y cuyas paradas han de ser programadas, sólo pueden operar como grupos base, la utilización anual de estos grupos es de aproximadamente 6500 horas, un 75 % de capacidad de carga.

Si para cubrir la demanda en base hacen falta grupos de entre 20 y 50 MW, la preferencia es clara, utilizar los grandes motores diésel. Aunque tienen otras desventajas, como son los costes de mantenimiento, se utilizan dado que su operación global es económica. Ver figura 7.2. Los tiempos de arranque, tanto en frío como en caliente, son menores que los de vapor o ciclo combinado, ver tabla 7.31. También los tiempos hasta ponerse a plena carga, éstos los hace idóneos como base.

Las turbinas de gas tienen rendimientos algo mayores que las turbinas de vapor para el rango de potencias que se maneja en las islas, pero tienen un coste por energía generada mucho mayor, especialmente a carga parcial. Sin embargo, su utilidad radica en que tienen arranque y regulación de potencia rápidos, lo cual las hace adecuadas para situaciones de punta de

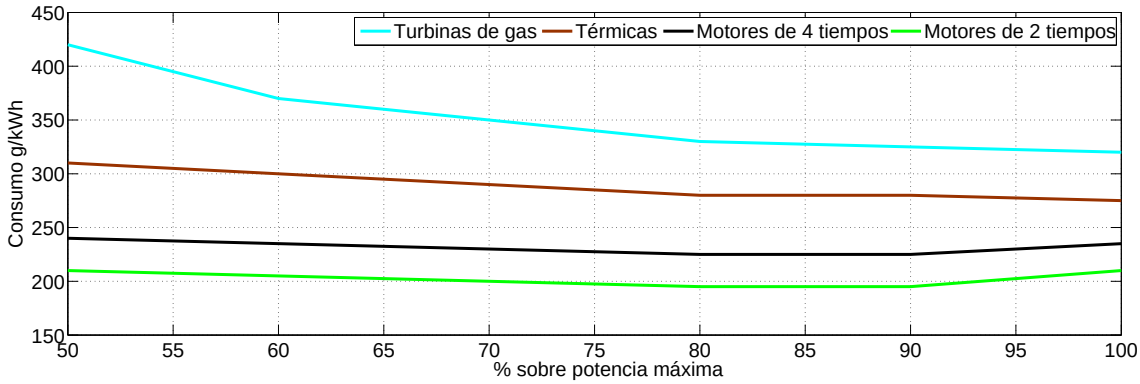


Figura 7.2: Consumos a carga parcial por tecnologías de generación

demanda y emergencias. Los arranques hasta potencia nominal de estos grupos duran de 3 a 10 minutos en arranque caliente (<24 horas desde la última parada), según [54].

Estos datos generales se pueden corroborar para el caso de los grupos presentes en las Islas Canarias, a través de los datos mostrados en las Autorizaciones Ambientales Integradas (AAI) de las centrales en régimen ordinario.

Central Diésel Las Salinas En el AAI[6] con datos de 2008 de esta central se especifican unos consumos de 97 000 toneladas de fuelóleo y 67 000 toneladas de gasóleo. El consumo específico bruto de la central asciendio a 263 g/kWh, y el neto 275 g/kWh. El consumo de auxiliares en la central se situó en un 4.6 %.

Central Diésel Punta Grande En el AAI con datos de 2003 de esta central se especifican unos consumos de fuelóleo de 128 000 toneladas, y 48 300 toneladas de gasóleo, 3 000 toneladas para el arranque de grupos diésel y el resto para las turbinas de gas. Para los grupos DIÉSEL 4, 5, 6 se tuvo un consumo específico bruto de 191 g/kWh, mientras que los DIÉSEL 1, 2 y 3 tuvo un consumo específico de 226 g/kWh. Las turbina de gas GAS 1 tuvo un consumo específico de 435 g/kWh, y GAS 2 tuvo un consumo específico de 327 g/kWh.

Central Térmica Jinámar En el año 2006 la central consumió 305 000 toneladas de fuelóleo y 38 000 toneladas de gasóleo. El consumo medio bruto ascendio a 263 g/kWh. El consumo de auxiliares correspondio al 6.2 % de la generación total.

Central Térmica Barranco de Tirajana En el año 2004 el consumo específico bruto medio de esta central ascendio a 261 g/kWh. El consumo de los servicios auxiliares supuso un 6.64 % de la producción total.

Central Térmica Candelaria En el año 2005 el consumo de fuelóleo fue de 263 000 toneladas, mientras que de gasóleo fueron 34 000 toneladas. El consumo en servicios auxiliares fue de un 6 % de la producción bruta.

[6] Autorización Ambiental Integrada

Central Térmica Granadilla En el año 2004 el consumo específico bruto medio de esta central ascendio a 226 g/kWh.

7.3.2 Límites de trabajo

7.3.2.1 Máquina motriz

Los grupos de generación no pueden operar con una potencia inferior a cierto límite, establecido por criterios técnicos y económicos. En [21] se estudiaron los límites mínimos técnicos (mínimos a carga parcial) para diferentes tecnologías, de las cuales se destacan las que tienen interés para nuestro trabajo, ver tabla 7.30.

Tipo	$P_{\mathrm{MIN-T}}$ %	$-\Delta\eta$ %	**AF*** MWh/MW
Planta CC	33	11	3.5
Turbinas de gas	20	22	1.1

Nota: MIN-T, mínimo técnico. AF, arranque en frío. MWh/MW indica la energía térmica por MW.

Tabla 7.30: Valores típicos de plantas de generación de energía eléctrica [21]

Como se destaca en la tabla, las turbinas de gas son muy flexibles, tienen unos mínimos técnicos menores, a costa de un descenso importante en el rendimiento. Este hecho ya fue destacado en el apartado 7.3.1. Estos datos pueden ser complementados por otros generales de tiempos de arranque, y mínimos técnicos para otras tecnologías, pero se han encontrado datos específicos para los grupos instalados en Gran Canaria, y que nos servirá de referencia para el establecimiento de estos datos en este estudio, [102]. Se reproducen los datos que en ella aparecen mediante la tabla 7.31.

Grupo - P_{neta}	$P_{\mathrm{MIN-T}}$	$P_{\mathrm{MIN-T}}$ %	t_{AF} min	t_{AC} min	$t_{MIN-T\ PC}$ min
T. GAS 32 MW	6	19	25	25	11
T. GAS 65-75 MW	10	15	60	60	15
DIÉSEL 20 MW	14	70	120	80	7
VAPOR 37 MW	14	38	645	270	47
VAPOR 55 MW	27	49	750	375	58
VAPOR 74 MW	28	38	840	300	46
(2TG+1TV) 210 MW	70	33	480	330	66

Nota: MIN-T, mínimo técnico. AF, arranque en frío. AC, arranque en caliente. PC, plena carga

Tabla 7.31: Características del parque generador en Gran Canaria, [102]

En la tabla destaca el mínimo técnico del grupo diésel de 20 MW de potencia neta (24 MW de potencia bruta), siendo éste de 14 MW, un 70 % de la potencia neta. Esto indica poca flexibilidad en el rango de potencias entregadas por dicho grupo. Para el resto de grupos diésel, se supondrán unos límites técnicos del 40 %. El resto de grupos especificados en la tabla tienen unos los límites técnicos más bajos, los grupos de gas mínimos del 20 % y los de vapor entre un 30 % y un 50 %.

Se puede diferenciar claramente dos agrupaciones de unidades de producción: los grupos base y los grupos punta. Las turbinas de gas, por su característica flexibilidad y caro funcionamiento

entra dentro de los grupos punta. El resto de grupos son base, pues no se pueden desacoplar diariamente, tienen tiempos de acople en caliente de más de 5 horas, y en frío 11 horas. El grupo diésel tiene unos tiempos menores de arranque, puede entrar en el programa diario, o de base.

Los datos de los mínimos técnicos de las turbinas de gas, grupos de vapor y plantas de ciclo combinado están acorde con los presentados por [21]. Como no se tienen datos más concretos para el resto de islas, se extrapolarán estos datos por tecnologías y similitud.

7.3.2.2 Máquinas síncronas

Las máquinas síncronas tienen límites de funcionamiento en régimen permanente en tensión (±5 %) y frecuencia (±2 %), indicados por los estándares IEEE [64] [65]. Esta región es más limitada, ya que los cocientes U/f (flujo magnético) están limitados también entre 0.95 y 1.05. Ver figura 7.3

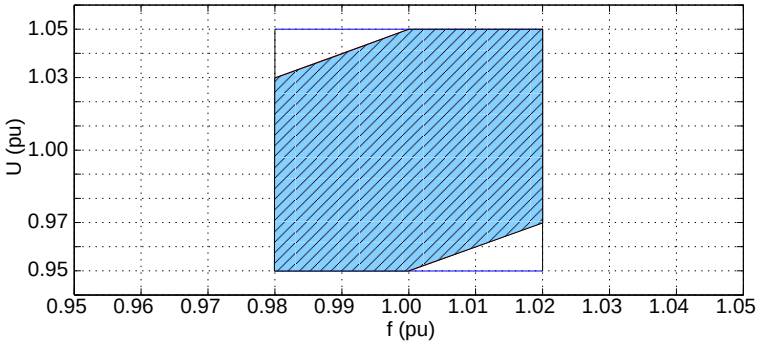
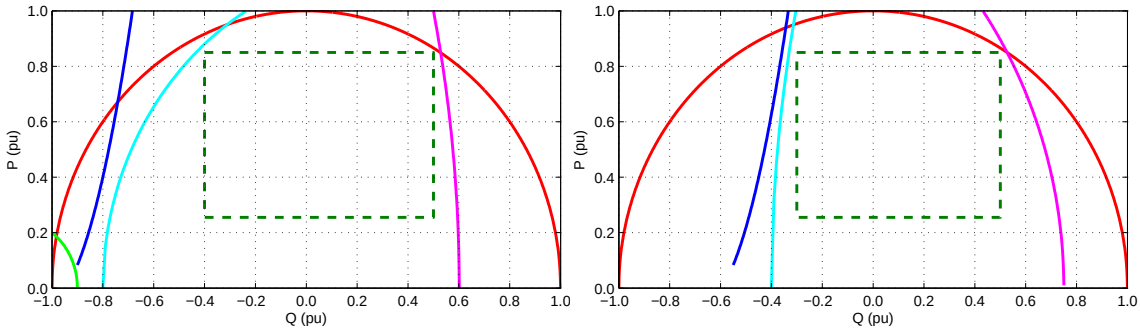


Figura 7.3: Límites U, f y U/f de operación continua de máquinas síncronas

Las máquinas síncronas también tienen unos límites de funcionamiento en cuanto a potencias activas y reactivas, que se representan en diagramas PQ. Las máquinas síncronas pueden tener dos tipos de rotores, los rotores de polos salientes o los rotores lisos (o cilíndricos). Los estándares IEEE[7] [64] [65] muestran las formas típicas de dichos diagramas para estas máquinas en general, ver figuras 7.4a y 7.4b.



(a) Polos salientes (b) Rotor liso

Figura 7.4: Límites PQ de máquinas síncronas (base S_N), [64], [65]

En las figuras se muestran en magenta los límites por corriente en el rotor (calentamiento), la línea en rojo limita el margen PQ por la corriente máxima en el inducido (calentamiento),

[7] Institute of Electrical and Electronics Engineers

en azul oscuro se representa el límite de ángulo de carga práctico, en azul claro el límite de operación de reactiva mínima y en verde claro el límite por mínima excitación (pérdida de excitación).

Las líneas discontinuas de color verde oscuro delimitan el área de funcionamiento $P-Q$ en el que opera el grupo. Las líneas horizontales marcan las potencias brutas máxima y mínima, es decir, la potencia bruta nominal y el mínimo técnico, en base a la potencia aparente de la máquina síncrona. Las líneas verticales marcan los límites operativos de reactiva a utilizar en los análisis de flujo de potencia. Nótese que, realmente, el área de funcionamiento $P-Q$ se puede aproximar mejor mediante un área trapezoidal, pero la aproximación rectangular es la utilizada en la mayoría de software, y está del lado de la seguridad.

En general, la potencia aparente nominal de la máquina síncrona se dimensiona teniendo en cuenta un factor de potencia nominal para la máquina sobreexcitada, típicamente 0.80, 0.85 o 0.90, con respecto a la potencia bruta de la máquina motriz. Con lo cual, como mínimo, la potencia reactiva que puede inyectar una máquina síncrona es de 0.60, 0.50, 0.45 pu, respectivamente. Los estándares IEEE establecen también que a los sumo, para potencias nominales el factor de potencia subexcitado debe ser 0.95, por tanto se garantiza que las máquinas síncronas absorberán como mínimo 0.30 pu de potencia reactiva.

Para las máquinas de rotor cilíndrico (grupos de vapor, gas y diésel de 4 tiempos rápidos), los límites de reactiva se establecerán en 0.50 pu y -0.30 pu. Para las máquinas de polos salientes (grupos diésel lentos y grupos hidráulicos), los límites de reactiva se establecerán en 0.50 pu y -0.40 pu. Hay que notar que estos límites son unos límites típicos, las máquinas reales instaladas tendrán una especificaciones que pueden variar con respecto a éstos.

7.4 Características de la generación no convencional

La inclusión en los sistemas eléctricos de generación cuyo origen es un recurso no gestionable, hace más compleja la labor del operador del sistema. Éste debe recopilar multitud de estadísticas de viento, radiación solar y otros datos, que junto con un modelo de predicción, permitan prever la potencia que estas fuentes energéticas van a inyectar en los nudos de la red. En los distintos horizontes temporales, se deben poder predecir la producción debida a las fuentes eólica y solar, de tal forma que se puedan programar las unidades convencionales para que produzcan el requerimiento $P_{\text{requerimiento}}$ ($P_{\text{requerimiento}} = P_{\text{demanda}} - P_{\text{no gestionable}}$) de la forma más eficiente y segura posible.

En esta sección se trata de hacer una estimación y caracterización simple de la generación eólica y solar, para ver en qué aspectos puede mejorar su integración en un contexto interconectado. Se han tomado tanto estadísticas publicadas por el Gobierno de Canarias acerca de la producción eólica de los parques eólicos [27], como datos meteorológicos [123] publicados por las distintas estaciones meteorológicas de las islas.

7.4.1 Energía eólica

El problema básico de la generación de energía eólica es la variabilidad productiva y los errores de predicción para distintos horizontes temporales, constituyendo así un reto para la programación eficiente de las unidades térmicas convencionales. Si en un sistema dado, además de generación eólica, hay unidades hidráulicas con suficiente reserva, la labor de integración es más sencilla, ya que los grupos hidráulicos son muy flexibles.

Si las potencias instaladas de energía eólica suponen pequeños porcentajes sobre la generación convencional, no existen problemas a la hora de programar la generación convencional, ya que las reservas propias necesarias cubren la variabilidad de la potencia eólica, y ésta se puede tomar sencillamente como una disminución aparente de la demanda.

Sin embargo, cuando se plantea la integración de energía eólica de forma masiva es necesario tomar en consideración los riesgos que supone. Tal y como se puede ver en la figura 7.14, la energía eólica no ofrece garantía de suministro, es decir, la potencia eólica instalada no puede sustituir a la generación térmica convencional. Esto quiere decir que la potencia eólica instalada en un sistema debe complementarse con una potencia similar de origen térmico. Además, se requiere cierta flexibilidad en la generación complementaria a la eólica, ya que su variabilidad productiva puede imponer importantes rampas de aumento/descenso de la carga observada por dicha generación complementaria. Si la flexibilidad que impone la generación de origen eólico no puede ser obtenida desde la generación convencional ya instalada, deben aumentarse los niveles de reservas.

La caracterización de la energía eólica se puede realizar desde multitud de puntos de vista. El inversor que se plantea instalar un determinado parque está interesado en los beneficios, es decir, en la energía que es capaz de vender, para ello es suficiente considerar los datos de viento de una forma agregada. Pero para aquel que trata de integrar la energía eólica en el sistema eléctrico, le interesa casar instantáneamente la producción eólica con la generación convencional y con la demanda, estimando además la probabilidad de que aumente o disminuya la producción eólica en periodos sucesivos. La figura 7.5 muestra una interesante gráfica en donde se detallan sobre qué procesos de operación del sistema influyen los diferentes horizontes temporales.

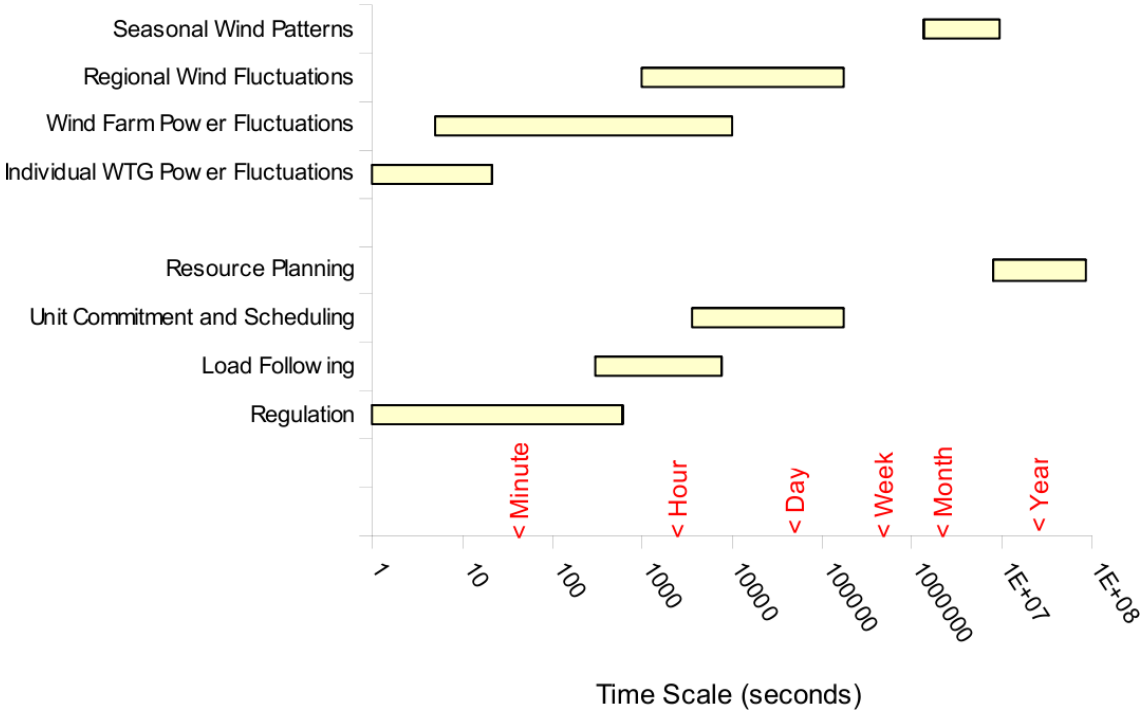


Figura 7.5: Variabilidad de la energía eólica y sus impactos sobre los procesos de operación del sistema eléctrico, [49]

La estimación de la variabilidad productiva se realiza para poder estimar la magnitud de los niveles de reserva necesarios para operar el sistema con seguridad en diferentes horizontes temporales. El hecho de interconectar diferentes sistemas eléctricos que comparten los re-

cursos de generación eólica supone, a priori, la mejora en la gestión y economía del conjunto. Por tanto, lo que se trata de demostrar en esta sección es que existe una disminución de la variabilidad relativa de la producción eólica en los sistemas interconectados.

7.4.1.1 Datos utilizados

Para particularizar dichas afirmaciones generales sobre el caso de este estudio, se utilizarán los datos de velocidad de viento disponibles de las estaciones meteorológicas de los aeropuertos de cada una de las islas (excepto La Gomera), estos datos se encuentran en [123]. Los nombres de las estaciones meteorológicas son: GCFV (Aeropuerto de Fuerteventura), GCRR (Aeropuerto de Lanzarote), GCLP (Aeropuerto de Gran Canaria) y GCTS (Aeropuerto de Tenerife Sur). Se han obtenido los datos de viento diario medio para los años 2007, 2008 y 2009, y los datos de viento medio horario de 2009.

Los datos de viento para cada estación se corrigen en altura mediante el modelo $v = v_r\,(z/z_r)^{\alpha}$ con $z = 70$ m, $z_r = 10$ m y $\alpha = 0{,}2$, y se les aplica la curva de potencia de un aerogenerador ENERCON E70/2000 ($P_{\text{max}} = 2{,}050$ MW). Se divide el resultado por 2.050 para obtener la producción por MW instalado, y se multiplica por la potencia instalada en dicho sistema para obtener la producción total.

La validez del uso de estos datos se puede mostrar a través de un ejemplo. En [66] se muestra una gráfica normalizada, reproducida aquí en la figura 7.6, en donde se encuentran distintas agregaciones de producción eólica en Alemania: una turbina, un parque y todos los parques eólicos.

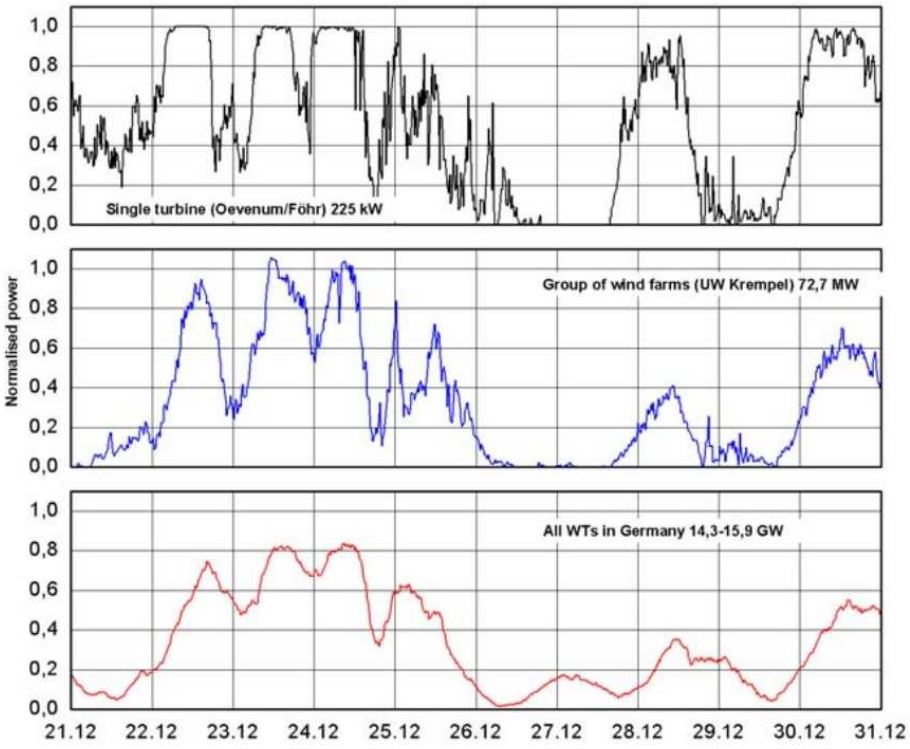


Figura 7.6: Series temporales de producción eólica normalizada, [66]

7.4.1.2 Comportamiento anual y estacional

En cada una de las islas, los parques eólicos se sitúan en las mejores localizaciones para el aprovechamiento del recurso a largo plazo. El mapa de parques eólicos realizado por el ITC [117], figura 7.7, muestra las zonas preferenciales para cada una de las islas.

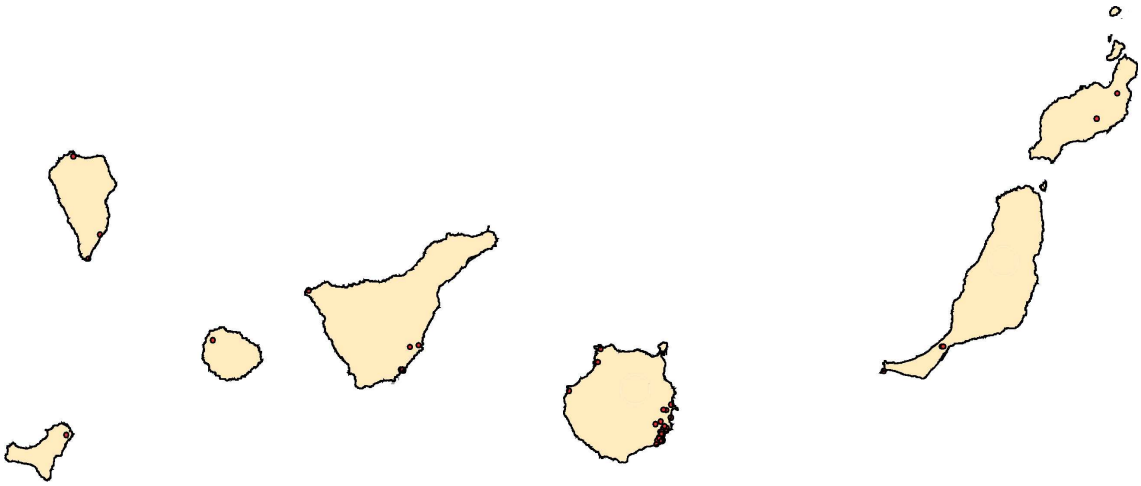


Figura 7.7: Mapa de parques eólicos de Canarias, [117]

Se pueden zonificar geográficamente las islas, de tal forma que se pueda caracterizar el recurso eólico fácilmente, y ver si efectivamente existen diferencias significativas entre zonas para el comportamiento estacional:

- Gran Canaria se divide en dos zonas: (a) Gran Canaria noroeste y (b) Gran Canaria sureste.
- Tenerife se divide en dos zonas: (c) Tenerife sur y (d) Tenerife noroeste.
- La Gomera conforma una sola zona: (g) La Gomera.
- Fuerteventura conforma una sola zona: (e) Fuerteventura.
- Lanzarote conforma una sola zona: (f) Lanzarote.

A lo largo de los años los valores medios de los vientos en una zona son aproximadamente constantes, las producciones anuales tienen una dispersión relativamente baja. El comportamiento dentro del año, en el horizonte mensual o estacional, también muestra patrones fijos año a año, aunque con una mayor dispersión que el agregado anual.

A partir de las estadísticas de producción eólica que publica [27], se puede estudiar dicho comportamiento. Dada la dispersión inherente de los datos mensuales y anuales, incluso para un mismo parque, la estimación será meramente orientativa. Promediando las producciones de los parques en las distintas zonas descritas para cada mes, se obtienen los resultados que se muestran en la figura 7.8.

Los parques sobre los que se ha estudiado la producción mensual tienen horas equivalentes que van desde las 2000 hasta las 4000 horas. Sin embargo, independientemente del rendimiento global de la instalación eólica, el patrón mensual es muy parecido entre parques e islas. Se trata de un resultado lógico, pues todas las islas se ven afectadas por los vientos regionales, los alisios, característica importante del clima de las Islas Canarias.

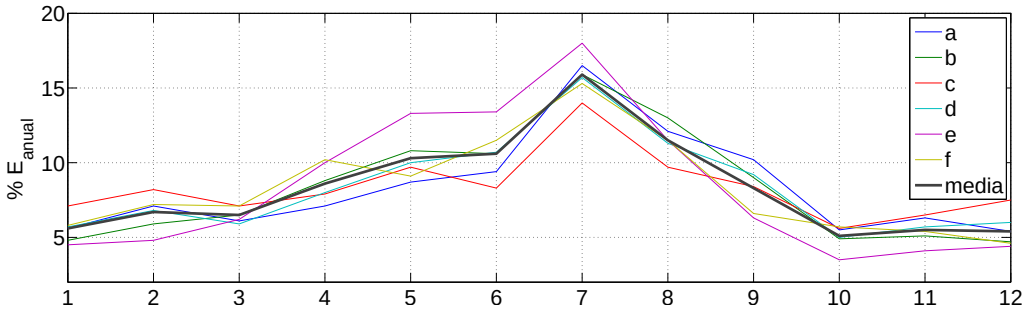


Figura 7.8: % producción de energía eólica mensual sobre la anual

Para la isla de Tenerife se observa que la producción mensual tiene un comportamiento menos estacional que el resto, mientras que Fuerteventura tiene el mayor comportamiento estacional.

Las curvas de producción anual o mensual (monótonas de producción) reflejan cómo se genera la energía, qué potencias y qué tiempo están presentes éstas. En la figura 7.9 se muestran las curvas monótonas de producción para Gran Canaria, tanto para un año completo, como para los meses de mayor y menor producción. En la figura 7.10 se muestra también la curva monótona de producción anual para España peninsular.

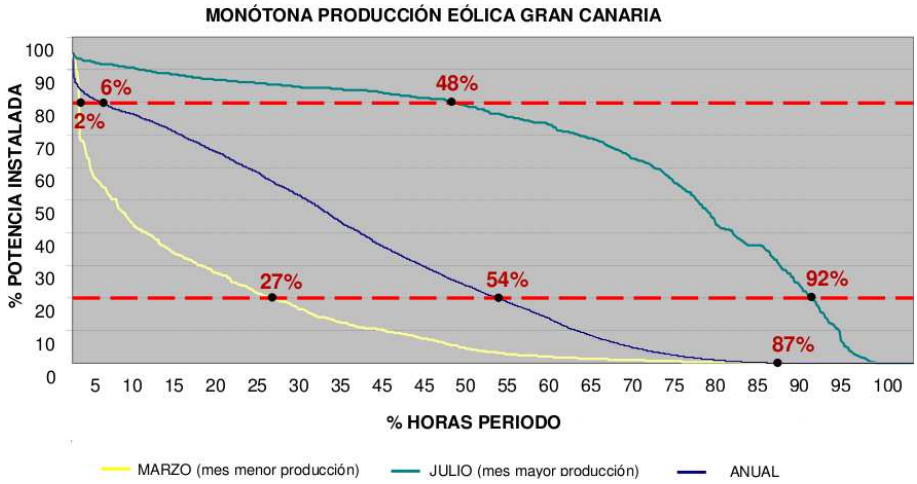


Figura 7.9: Curvas monótonas de producción Gran Canaria (77 MW inst.), [102]

La dispersión geográfica de los parques eólicos provoca que el conjunto tenga una producción con diferentes características. Por un lado, los momentos de producción baja/nula (<10 % de la potencia instalada) son muy pequeños en el sistema peninsular (20 % del año), mientras que en Gran Canaria se tiene casi un 37 % del año. Por otro lado, las producciones máximas absolutas son del 70 % de la potencia instalada en el sistema peninsular, y del 95 % en Gran Canaria. Ello demuestra que en sistemas eléctricos en donde la dispersión geográfica de los parques eólicos conectados es baja, el coeficiente de correlación de la producción horaria eólica es alto, mientras que es bajo para sistemas más extensos geográficamente.

Como se vio en las figuras 7.9 y 7.10, el incremento de potencia eólica interconectada de forma dispersa aumenta las posibilidades de instalar mayor potencia eólica. La razón es el aplanamiento de la curva monótona de carga, la cantidad de tiempo en que la generación global es alta es más pequeña, y la cantidad de tiempo en que es baja es menor también. Desde un punto de vista global del sistema, la situación ideal es que la monótona de producción sea plana, de forma que la potencia eólica inyectada en el sistema sea constante, aunque

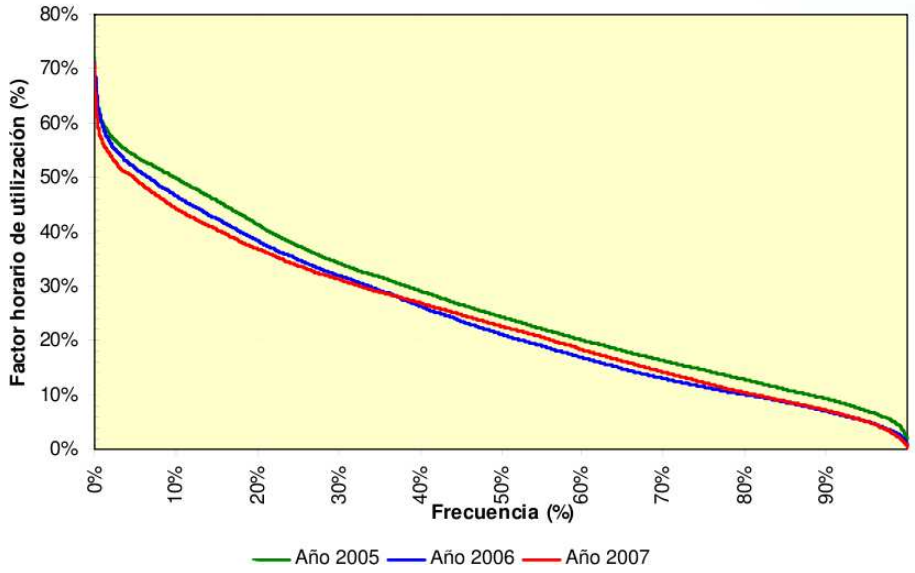


Figura 7.10: Curva monótona de producción España peninsular (∼19 GW inst.), [29]

zonalmente existan diferencias de producción. La conexión a un mismo sistema eléctrico de un mayor número de parques eólicos dispersos geográficamente tiende a dicha situación ideal.

En las figuras 7.11, 7.12 y 7.13 se muestran las curvas monótonas resultantes para las distintas agregaciones de potencia posibles, en donde se han usado los datos de viento horarios de 2009 ya explicado en 7.4.1.1. En la figura 7.11, referente a la interconexión Lanzarote - Fuerteventura, se puede observar que la generación individual en los momentos de producción alta se produce durante mayor tiempo que considerando la generación global. Análogos comentarios se pueden realizar sobre la agregación entre generaciones eólicas de Lanzarote - Fuerteventura y Gran Canaria (figura 7.12), y Gran Canaria - Tenerife (figura 7.13). El efecto observado no es muy pronunciado, pero es visible.

7.4.1.3 Comportamiento diario

Si bien se vio en el apartado anterior que la correlación mensual de la producción es aproximadamente igual entre parques eólicos e islas, es aún más interesante ver si esto sigue siendo así en el comportamiento diario. Es decir, se quiere ver si la correlación en el comportamiento diario del viento entre islas.

Con las previsiones de potencia instalada de 2016 que se hicieron en 7.2, se ha construído la figura 7.14, en donde se muestra la producción de origen eólico con los datos e hipótesis de viento anteriomente citadas. Se han calculado para la generación conjunta de Lanzarote y Fuerteventura, para Gran Canaria, para Tenerife, y para el total de todas.

Sobre la figura se pueden destacar varios aspectos interesantes:

- La generación eólica total está dominada por Gran Canaria y Tenerife, siendo Lanzarote y Fuerteventura una porción bastante menor, ello está aproximadamente en proporción a la potencia instalada.
- Los días de calma coinciden en todas las islas, observándose que Tenerife muestra mayores días de esta naturaleza con respecto a las otras islas, a destacar en verano.

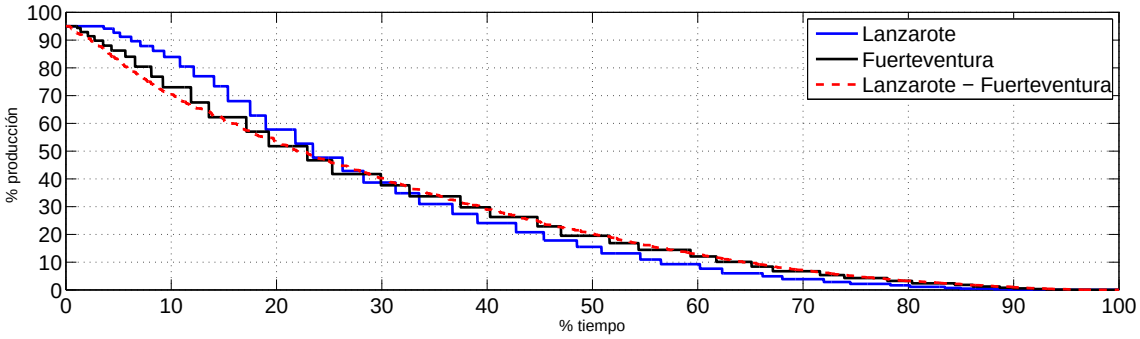


Figura 7.11: Monótonas de producción eólica anual Lanzarote y Fuerteventura respecto a potencias instaladas 2016

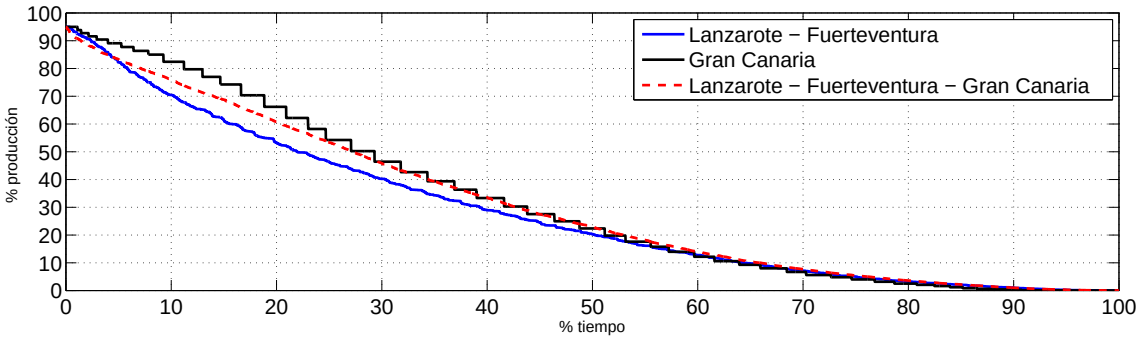


Figura 7.12: Monótonas de producción eólica anual Lanzarote - Fuerteventura y Gran Canaria respecto a potencias instaladas 2016

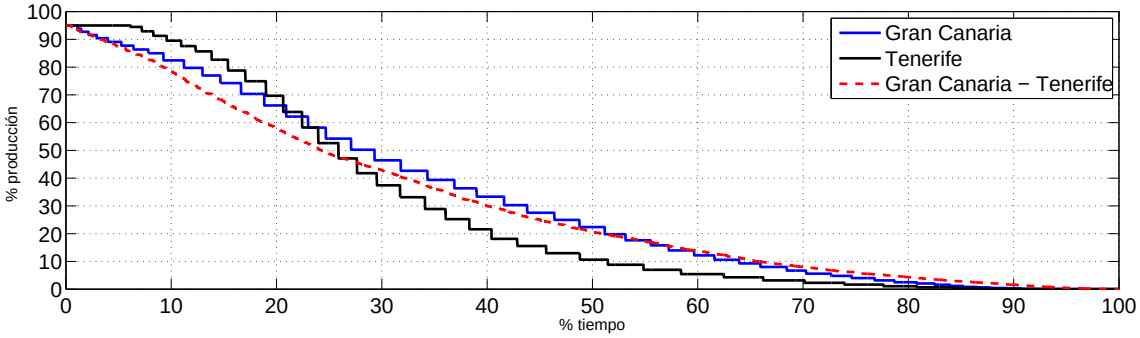


Figura 7.13: Monótonas de producción eólica anual Gran Canaria y Tenerife respecto a potencias instaladas 2016

- Los días de producción significativa (>25 % de la instalada) constituyen periodos de 3-6 días, mientras que los periodos de calma son de 1-2 días.
- En los meses fuera del verano, Tenerife tiene una producción diaria mayor en los días de no calma, mientras que en verano, Gran Canaria hace lo propio de forma más continua.
- La variabilidad en la producción diaria entre Gran Canaria y Tenerife muestra un cierto grado de complementariedad, de forma que el global de la producción es más regular que en las islas por separado.
- La producción diaria en Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria tiene una alta correlación. Existen sólo algunos días, a finales de año, en los que la generación en Lanzarote y Fuerteventura es incluso mayor a la de Gran Canaria.

En la tabla 7.32 se muestran los coeficientes de correlación obtenidos entre cada par de islas. En ella se demuestra aquello que cualitativamente se observaba en la figura 7.14, una considerable correlación en las islas orientales, mientras que Tenerife tiene menor correlación con todas ellas.

	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife
Lanzarote	1.0000	0.8055	0.8495	0.6201
Fuerteventura	-	1.0000	0.7433	0.6295
Gran Canaria	-	-	1.0000	0.6134
Tenerife	-	-	-	1.0000

Tabla 7.32: Coeficientes de correlación de la producción diaria

La instalación de una potencia eólica dada no exime de la instalación de una potencia térmica equivalente, de manera que se pueda cubrir toda la demanda con esta última. No es siempre posible tener todos los grupos térmicos disponibles para generar, con lo cual de un día a otro debe tenerse reserva térmica suficiente para cubrir un descenso (con una cierta probabilidad) de la producción eólica.

Tal y como muestra [102], los modelos de predicción de producción eólica que utiliza REE[8] (SIPREÓLICO) en un horizonte mayor a 12 horas pueden tener bandas de predicción cuyo ancho incluye prácticamente todo el rango de potencias reales posibles.

El ejemplo que en [102] se muestra (reproducido en la figura 7.15) prevé que en un horizonte de 12 horas, si el modelo predice un 40 % de producción, el rango real de producción observado puede ir desde un 5 % hasta un 80 % de la potencia instalada (con un 90 % de confianza). Cuando las potencias previstas son altas, la banda de variación es más estrecha, mientras que cuando las potencias previstas son medias-bajas, dicha banda es bastante más amplia. Cuando se trata de prever hacia horizontes mayores, es razonable suponer que la previsión tiene bandas aún más amplias, y viceversa cuando los horizontes temporales son menores.

Como no se dispone de las curvas de predicción ni de producción real que utiliza REE para generar el cuadro de errores del modelo (tal y como REE lo denomina) para ninguna de las islas, la única forma que se tiene para evaluar en qué medida se mejora la gestión de la energía eólica es a través de los datos meteorológicos disponibles, ya descritos en 7.4.1.1.

La mejor forma que se ha encontrado para llevar a cabo esto es calcular las diferencias de producción diarias que se han tenido históricamente. Esto permite obtener una idea de la distribución de variaciones de potencia diaria media en cada isla, y de forma agregada.

[8] Red Eléctrica de España

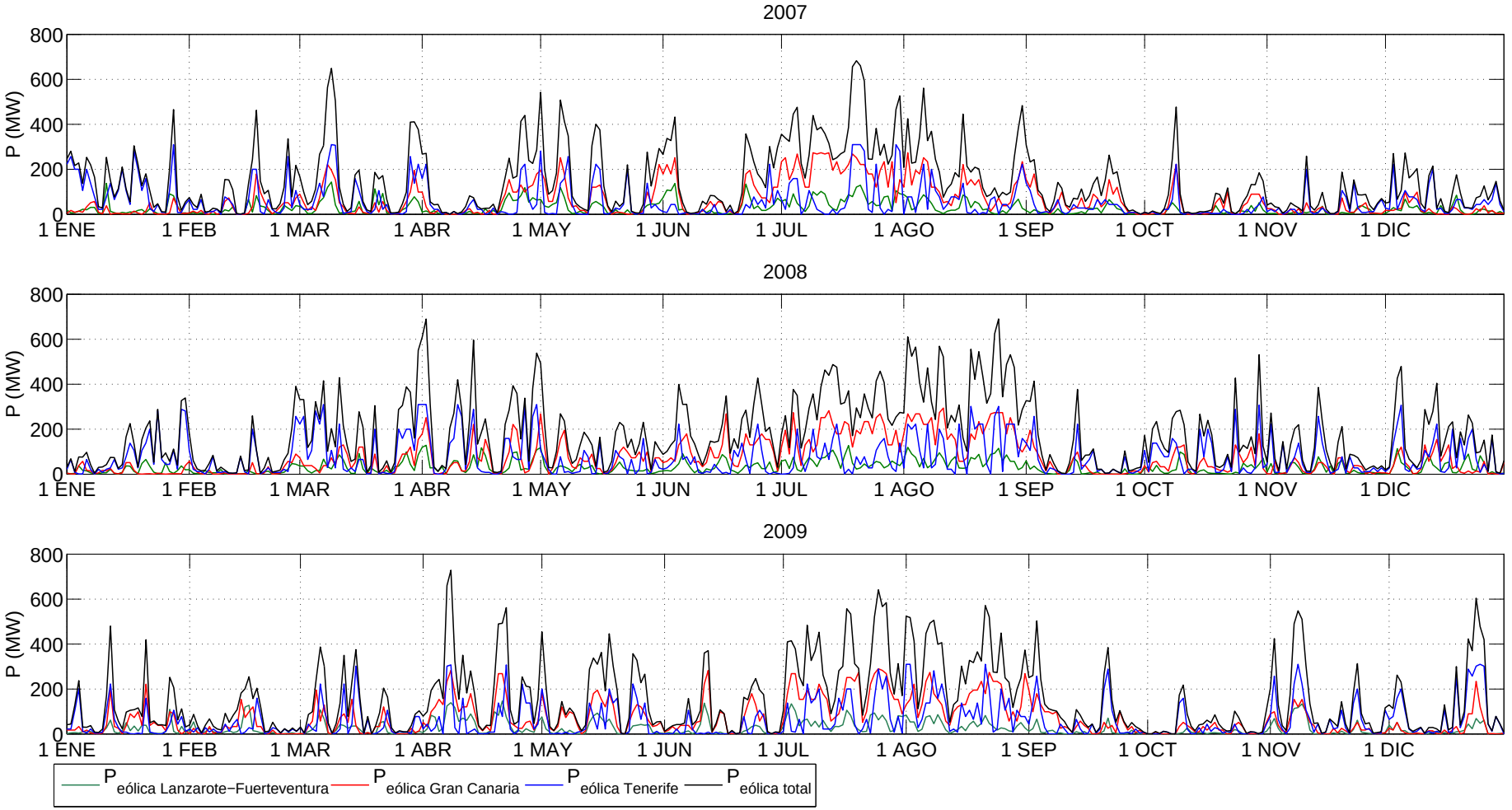


Figura 7.14: Potencia media diaria de origen eólico con potencias instaladas 2016, a partir de datos meteorológicos [123]: 2007, 2008 y 2009

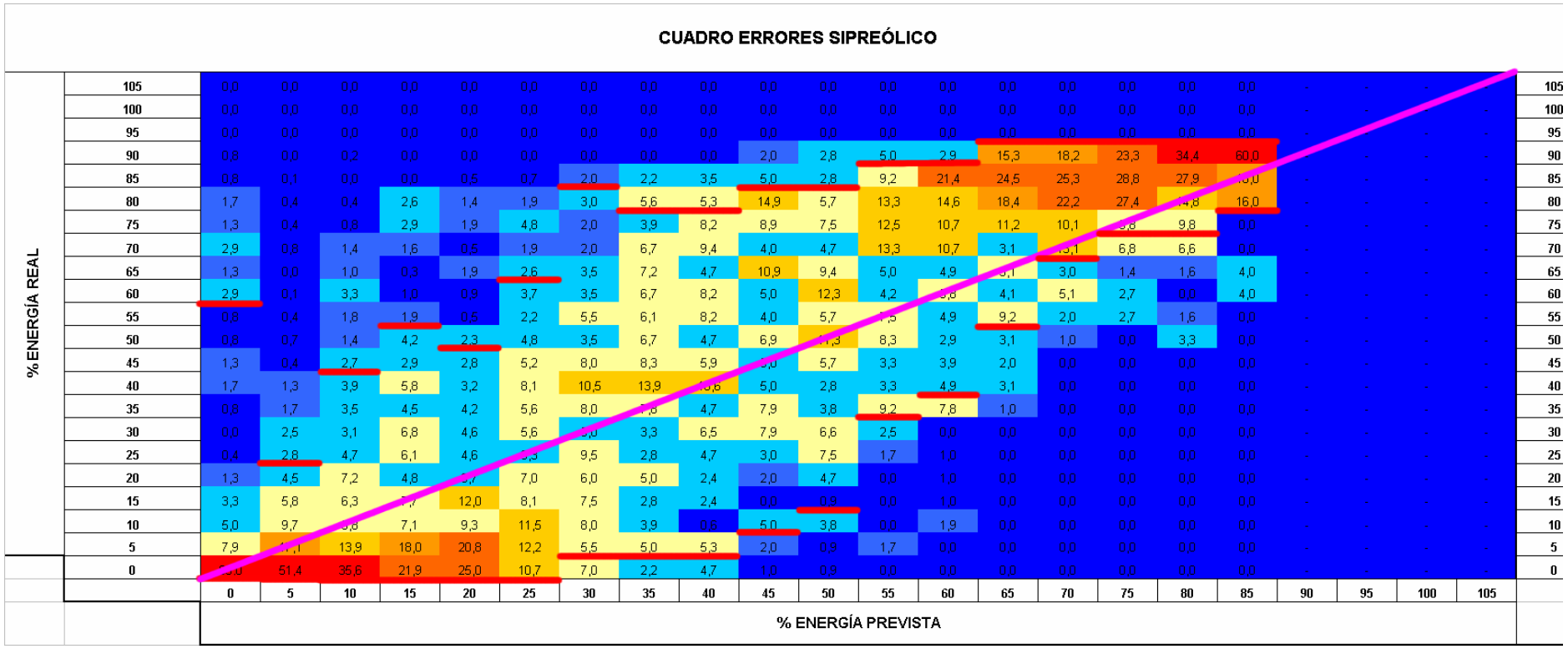


Figura 7.15: Cuadro errores SIPREÓLICO en un horizonte predicción de 12 horas (nivel de confianza del 90 %), [102]

Partiendo de los datos antes citados, se puede construir una gráfica en donde se muestran las variaciones de potencia del día $(d+1)$ con respecto al día d, en términos de porcentaje sobre la potencia instalada. Para ello se halla el valor absoluto de la resta de las producciones diarias en dos días sucesivos y se divide entre la potencia instalada en el caso considerado, después se ordenan los datos de mayor a menor, obteniéndose así una curva monótona de variaciones de producción eólica diaria. Para una mejor visualización de los datos se utiliza una escala logarítmica para el eje de las abscisas.

Se han establecido variaciones en valor absoluto porque se ha observado que tanto los incrementos como los decrementos son simétricos. En la figura 7.16 se muestran los resultados para cada una de las islas, así como para las agregaciones de los distintos sistemas interconectables, usando factores de peso según la potencia instalada prevista en 2016 (tabla 7.2).

En la figura 7.16 se pueden distinguir tres tramos en las curvas para todos los casos, incluso en las variaciones horarias, a los cuales se les puede caracterizar mediante unos límites que se denominarán:

- **Límite normal.** Variación máxima para el 60 % de las ocasiones.
- **Límite normal máximo.** Variación máxima para el 90 % de las ocasiones.
- **Límite extremo.** Variación máxima para el 99 % de las ocasiones.

Queda patente la mejora de estas variaciones al introducir las interconexiones, se observa la dismunución de éstas es los límites extremo y normal máximo, mientras no parecen tener especial incidencia para el límite normal. En la gráfica se observa muy bien la influencia positiva de las interconexiones, pero para tener una idea más concreta se han construido las tablas 7.33 (límite normal máximo) y 7.34 (límite extremo), en donde se expresan los valores absolutos de las variaciones de potencia media diaria.

MW	Lanzarote (a)	Fuerteventura (b)	Gran Canaria (c)	Tenerife (d)
Individual	30	30	90	170
a+b		45		
a+b+c			135	
c+d				180
a+b+c+d			230	

Tabla 7.33: Límite normal máximo de variación de potencia eólica diaria media (Potencias instaladas 2016*, ver tabla 7.2)

MW	Lanzarote (a)	Fuerteventura (b)	Gran Canaria (c)	Tenerife (d)
Individual	60	60	160	280
a+b		100		
a+b+c			225	
c+d				335
a+b+c+d			380	

Tabla 7.34: Límite extremo de variación de potencia eólica diaria media (Potencias instaladas 2016*, ver tabla 7.2)

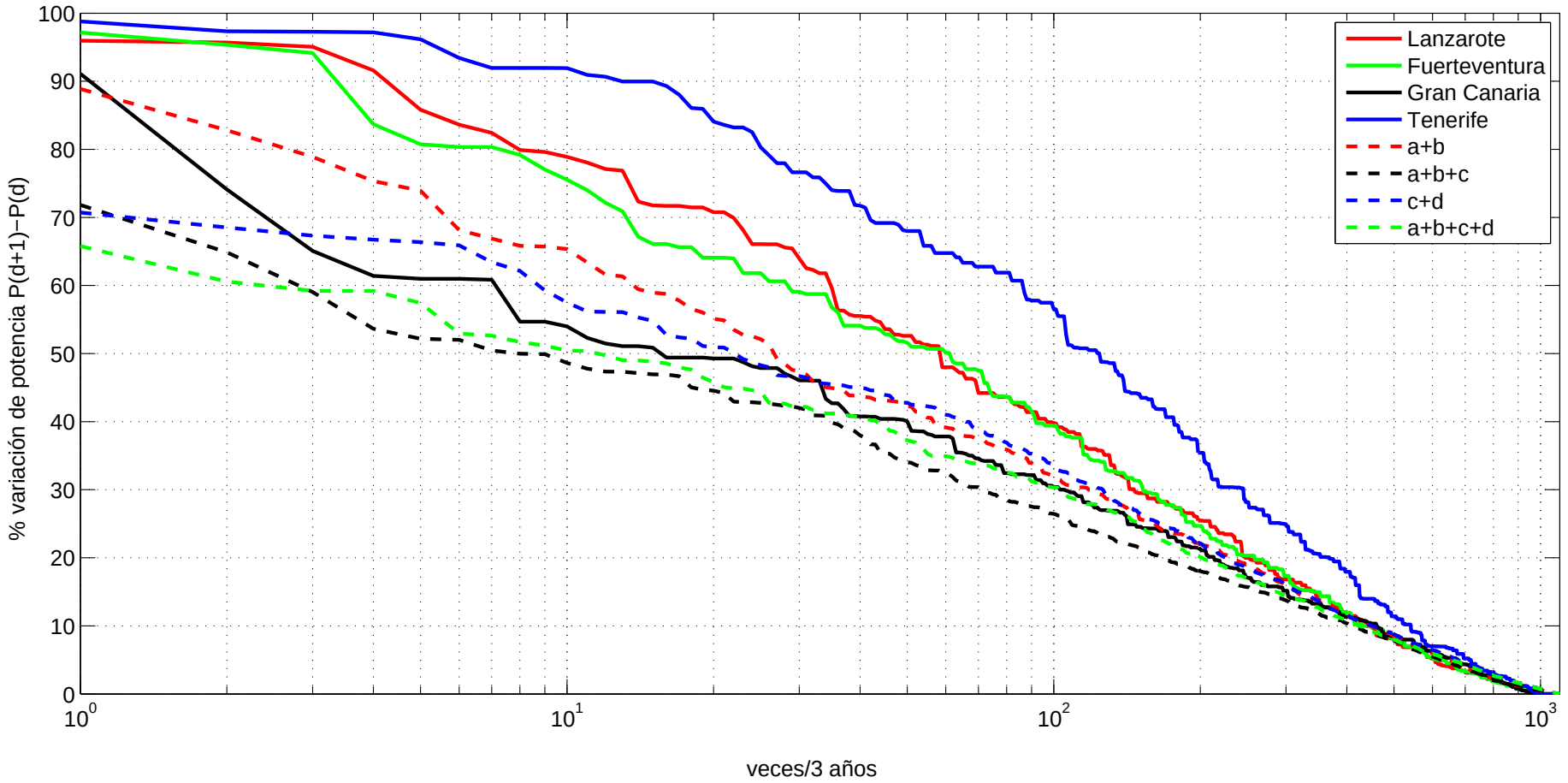


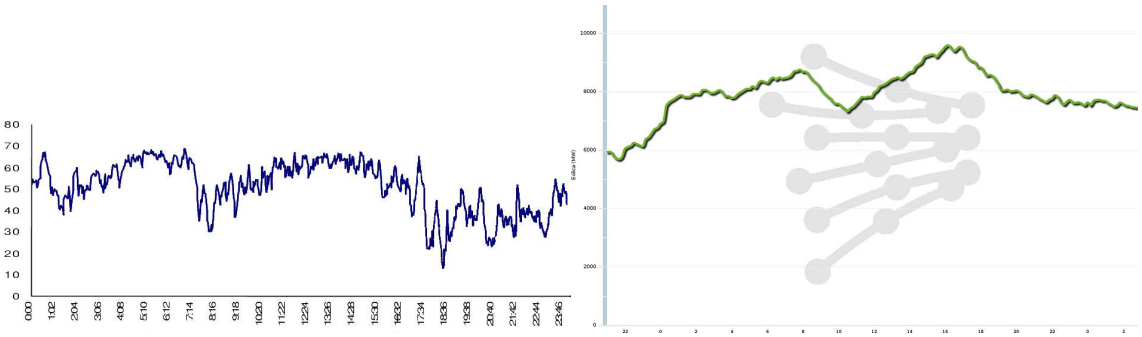
Figura 7.16: Variaciones de potencia eólica diaria media $P_{(d+1)} - P_d$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016. 10 veces en 3 años $\approx$ 1 % (límite extremo), 100 veces en 3 años $\approx$ 10 % (límite normal máximo).

7.4.1.4 Comportamiento horario e intrahorario

El estudio del comportamiento horario e intrahorario es más importante que las variaciones de producción eólica diaria. Esto se debe a que tiene un impacto mayor en la programación de unidades y en el establecimiento de reservas primaria, secundaria y terciaria, siempre y cuando el grado de penetración de éstas sea tan alto que resulten más severas que por los criterios habituales para la generación térmica.

A medida que se van estudiando periodos más cortos de tiempo (potencias medias cada 3 horas, cada hora, cada 10 minutos, etcétera), es esperable que las diferencias en la velocidad de viento en dichos periodos de un lugar a otro sean más notables. Dicha variabilidad debería resultar en una generación de potencia eólica total más continua, la probabilidad de que simultáneamente se den rachas o calmas en dos localizaciones dispersas es más baja cuanto más separadas estén y cuanto menor es el periodo de tiempo.

Así, la dispersión geográfica y el tamaño de los parques tienen una importante influencia sobre este comportamiento. Se puede comprobar, de forma bastante exagerada, cuando se comparan las curvas de producción eólica para el sistema de España peninsular y Gran Canaria, figura 7.17.



(a) Gran Canaria (77 MW inst.), [102] (b) España peninsular (∼19 GW inst.), [29]

Figura 7.17: Producción eólica a lo largo de un día

El comportamiento intrahorario en la generación total eólica de la península es prácticamente constante, siendo suaves las variaciones a lo largo de las horas del día. Para el pequeño parque generador eólico presente en Gran Canaria (en comparación con el peninsular) cambios relativos más grandes en la producción eólica, tanto en el horizonte intrahorario como en el horario, supone importantes variaciones y necesidad de margen de reservas mayores.

En estos horizontes horarios es en donde las interconexiones pueden resultar de gran ayuda. Las variaciones de generación eólica global en un sistema de mayor tamaño y de mayor dispersión geográfica son menores y además se ven respaldadas por un mayor número de unidades de generación convencionales, como se tendrá ocasión de comprobar.

Para analizar esta variabilidad se utilizarán los datos ya expuestos en 7.4.1.1. Se han extraído los datos horarios para un año entero (2009) en los mismos puntos de medida, los aeropuertos de Gran Canaria, Tenerife Sur, Lanzarote y Fuerteventura.

Al igual que se hizo con el comportamiento diario, se pueden estudiar las variaciones de potencia media horaria de origen eólico entre distintos intervalos de horas, y ver cómo varía ésta al conectar parques dispersos geográficamente. En las figuras 7.18, 7.19 y 7.20 se muestran las curvas monótonas de las variaciones para intervalos de 1 hora, 3 horas y 6 horas, respectivamente.

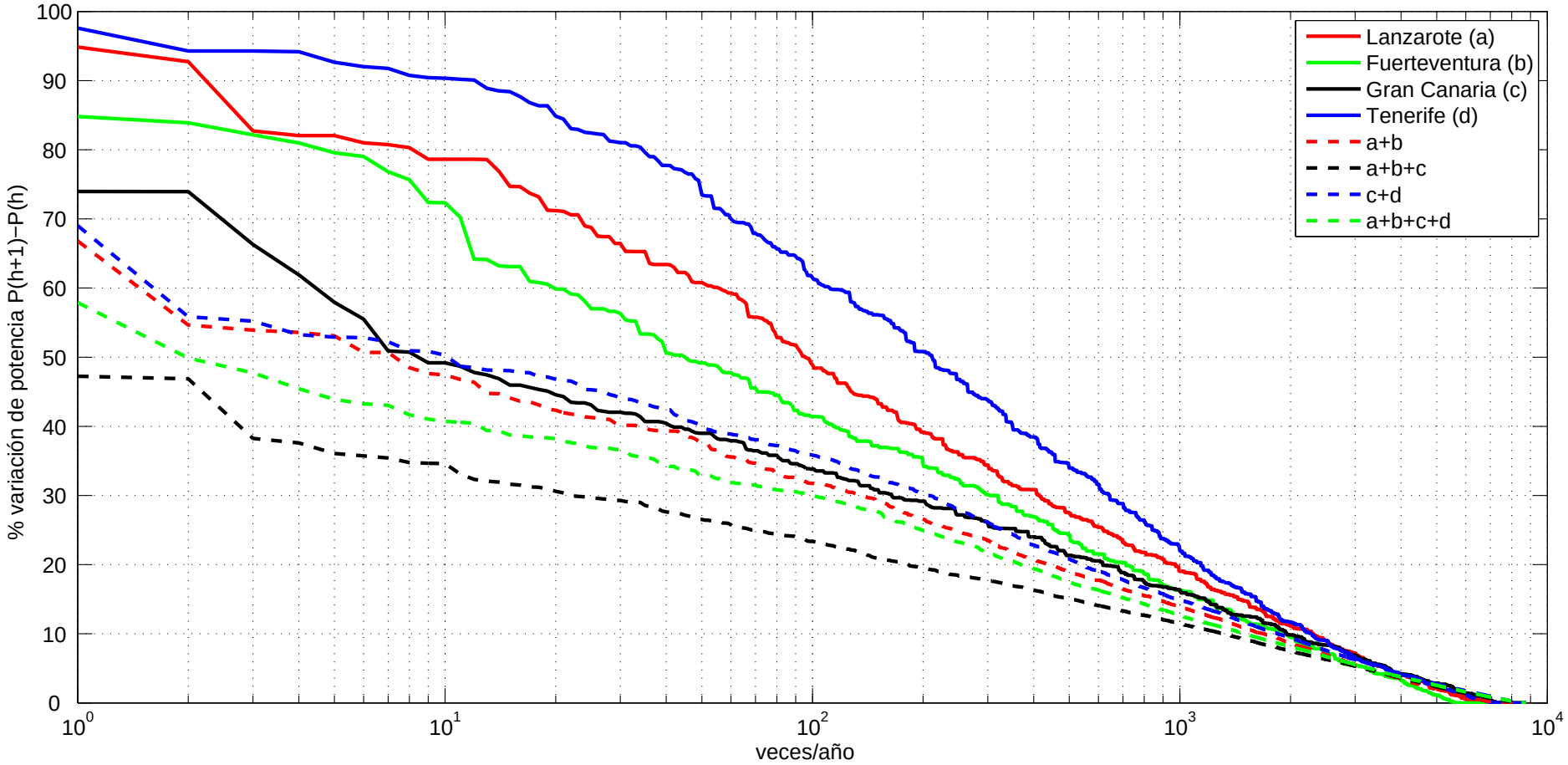


Figura 7.18: Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+1)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016. 100 veces al año $\approx 1\,\%$ (límite extremo), 1000 veces al año $\approx 10\,\%$ (límite normal máximo)

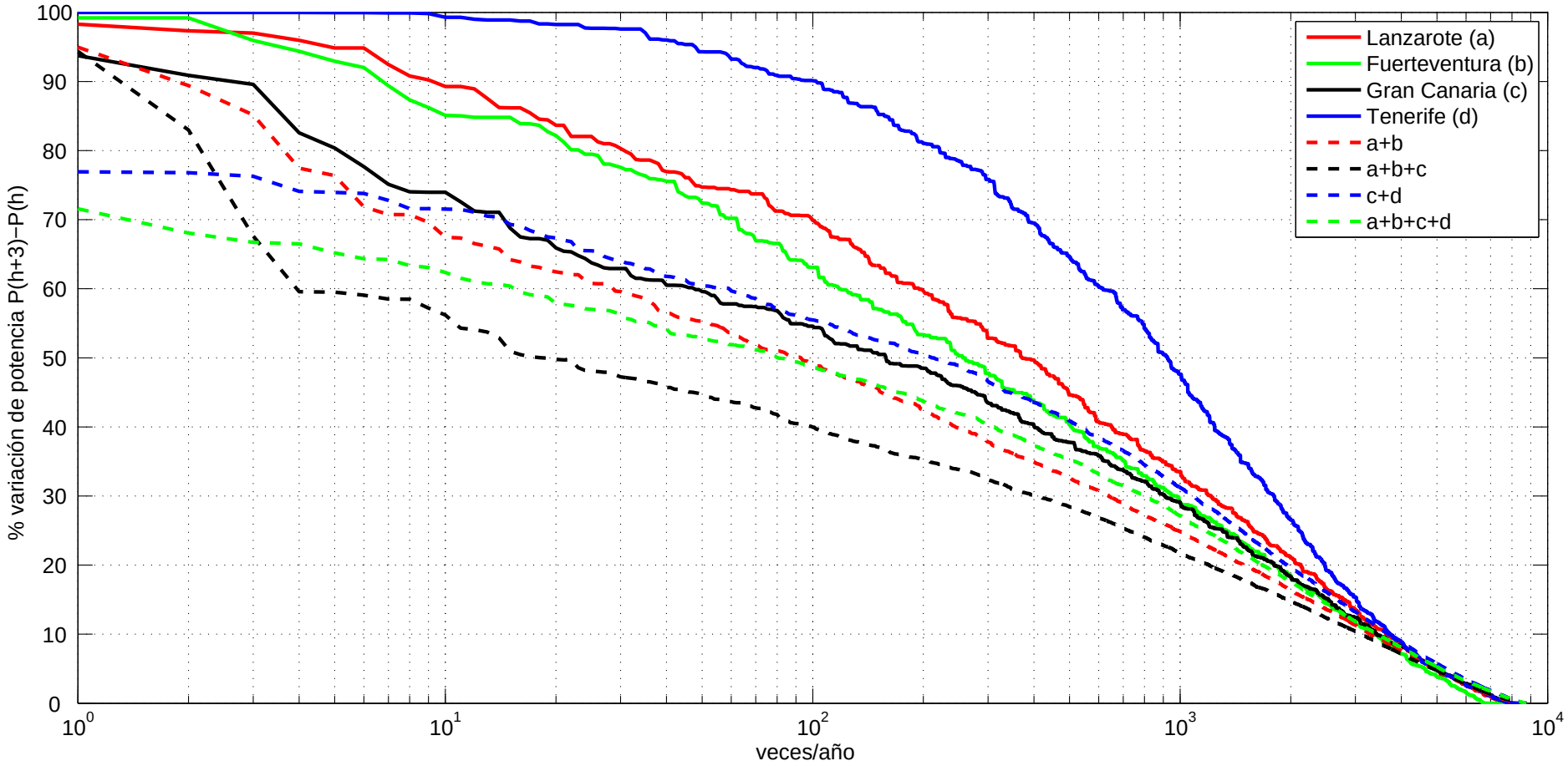


Figura 7.19: Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+3)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016. 100 veces al año $\approx 1\,\%$ (límite extremo), 1000 veces al año $\approx 10\,\%$ (límite normal máximo)

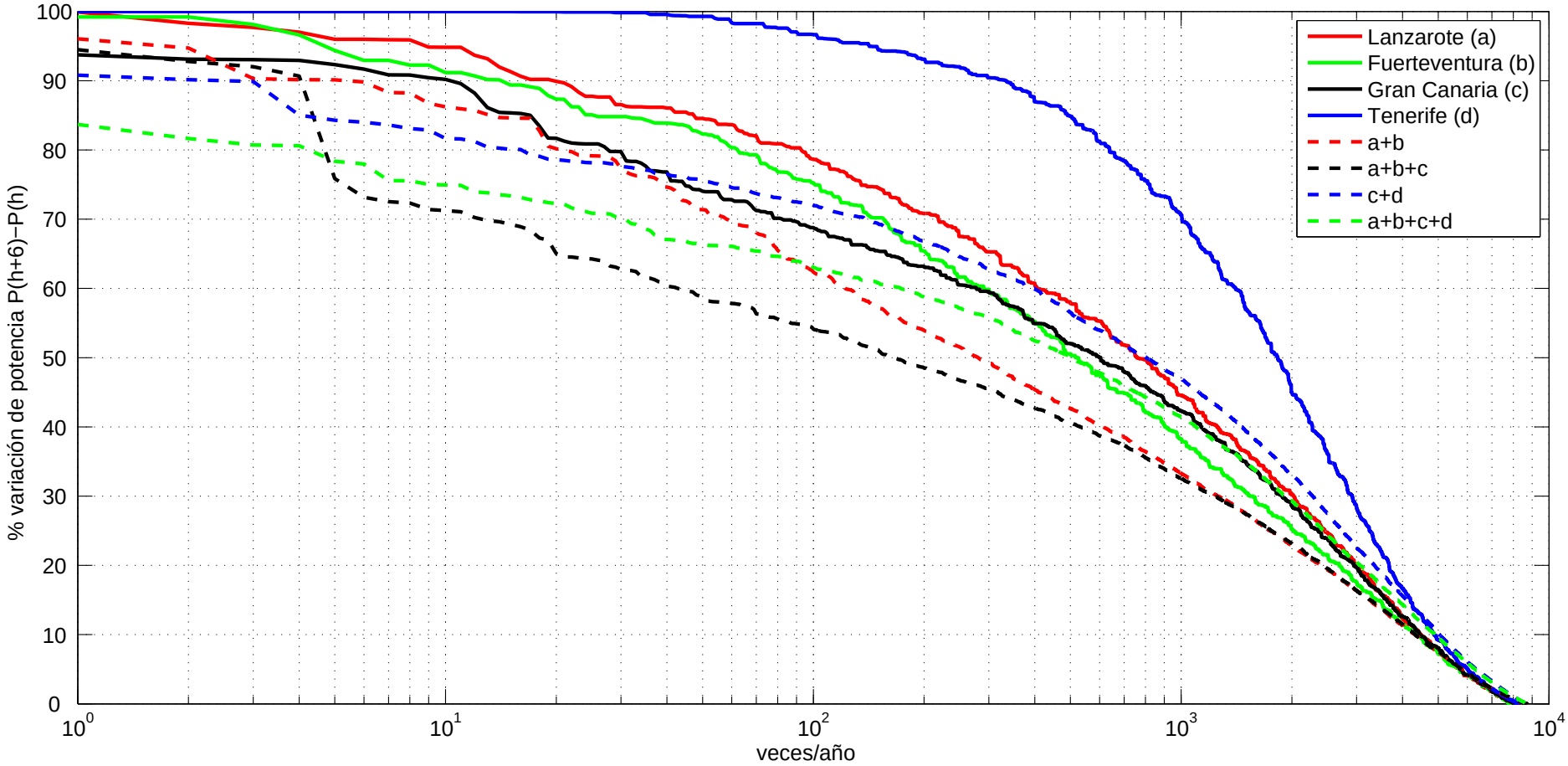


Figura 7.20: Variaciones de potencia media horaria $P_{(h+6)} - P_h$ con respecto a potencias eólicas instaladas 2016. 100 veces al año $\approx 1\,\%$ (límite extremo), 1000 veces al año $\approx 10\,\%$ (límite normal máximo)

Se puede observar que la conexión de los parques dispersos geográficamente permiten variaciones globales siempre menores en términos relativos a la potencia instalada. Como es lógico, las variaciones entre intervalos mayores de tiempo son también mayores, y el efecto de la suma de potencias eólicas en distintos sistemas es menor. Esto se observa especialmente importante en intervalos de 1 hora y 3 horas.

Al igual que se hizo con las variaciones de potencia media diaria, se pueden definir límites análogos, pero para variaciones de potencia media horaria. En este caso, para ilustrar el beneficio de las interconexiones para los casos más extremos sólo se detalla el límite extremo, que cubre el 99 % del año.

En la tabla 7.35 se muestran los resultados de la gráfica en valores absolutos para el límite extremo en 1 hora. Se observa que los límites individuales tienen valores más altos que los conjuntos, por ejemplo, para el caso de Lanzarote y Fuerteventura, las variaciones máximas individuales son de 38 y 30 MW, mientras que considerando el conjunto dicho límite es de 45 MW.

MW	**Lanzarote (a)**	**Fuerteventura (b)**	**Gran Canaria (c)**	**Tenerife (d)**
Individual	38	30	105	185
a+b	45			
a+b+c	110			
c+d			226	
a+b+c+d	230			

Tabla 7.35: Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+1)} - P_h$ (Potencias instaladas 2016*, ver tabla 7.2)

En la tabla 7.36 se muestran los resultados de la gráfica en valores absolutos para el límite extremo en 3 horas. Nuevamente se demuestra la disminución total de las variaciones al interconectar zonas. El ejemplo más claro es la futurible interconexión Lanzarote-Fuerteventura-Gran Canaria, la potencia eólica conjunta varía en el límite extremo hasta 180 MW, mientras que individualemente lo harían en 53, 45 y 165 MW respectivamente.

MW	**Lanzarote (a)**	**Fuerteventura (b)**	**Gran Canaria (c)**	**Tenerife (d)**
Individual	53	45	165	279
a+b	75			
a+b+c	180			
c+d			356	
a+b+c+d	380			

Tabla 7.36: Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+3)} - P_h$ (Potencias instaladas 2016*, ver tabla 7.2)

Para las variaciones intrahorarias (desde segundos hasta 10 minutos) no se tienen datos meteorológicos particulares de las islas. Para tener idea de las variaciones que se pueden dar, se ha reproducido en la tabla 7.37 que aparece en [66]. En ella se muestran los valores de las desviaciones típicas σ en % de la potencia instalada para diferentes periodos temporales y agregaciones de turbinas, se recuerda que la desviación típica σ agrupa por definición al 68 % de la población, mientras que 2σ agrupa al 95 %. Asimismo, se debe comparar dichas desviaciones típicas con la que tiene la demanda, con lo que se ha añadido una columna, [118]. Nótese que la dispersión geográfica del parque eólico conectado no tiene influencia para periodos temporales de segundos hasta algunos minutos.

Con estos datos se puede estimar si el aumento de potencia eólica y las interconexiones afectan a las necesidades de regulaciones primaria (variaciones en segundos), secundaria (variaciones en minutos) y al seguimiento de carga (variaciones en decenas de minutos).

	Generación eólica (% potencia instalada)			**Demanda** (% potencia demandada)
	14 turbinas (≈10 MW)	61 turbinas (≈50 MW)	300 turbinas (≈250 MW)	
1 segundo	0.5	0.3	0.1	0.1-0.5
1 minuto	2.1	1.3	0.6	0.5-1.5
10 minutos	5.2	3.5	2.7	1.5-3.0

Tabla 7.37: Desviaciones típicas de la generación eólica y la demanda para horizontes intra-horarios, [66] [118]

El requerimiento ($P_{\text{demanda}} - P_{\text{eólica}}$) que debe satisfacer la generación convencional tendrá una desviación típica de $\sigma_{\text{requerimiento}} = \sqrt{\sigma^2_{\text{eólica}} + \sigma^2_{\text{demanda}}}$. Teniendo en cuenta que las potencias instaladas previstas son en todo caso menores, o como mucho aproximadamente iguales a las demandas mínimas previstas, la desviación típica del requerimiento tendrá un valor de magnitud similar al de la demanda para horizontes menores a 10 minutos.

7.4.2 Energía solar fotovoltaica

Las plantas fovoltaicas tienen un impacto relativamente bajo sobre los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, excepto en Tenerife y Gran Canaria. Como se pudo comprobar en 7.2.4, en Tenerife hay actualmente registrados por el Ministerio de Industria unos 64 MW de solar fotovoltaica instalada, aunque según los registros del Boletín Oficial de Canarias, todavía hay proyectos en marcha hasta llegar a los 94 MW, pero no se sabe acerca de su estado. En Gran Canaria la potencia instalada es de unos 21 MW, pero conectados a las redes de distribución.

El interés de saber cómo es el comportamiento de la generación de origen fotovoltaico proviene de saber qué tipo y magnitud de solicitaciones impone al sistema eléctrico. El recurso solar parece más previsible a priori, sin embargo, las variaciones de potencia pueden ser mayores y en menor tiempo que en la generación eólica. La energía diaria producida es bastante uniforme, véase figura 7.22, sin embargo, la potencia media en periodos pequeños, del orden de minutos, puede variar de una manera considerable, véase figura 7.23.

En condiciones ideales (día claro), la curva de producción horaria queda determinada por parámetros geográficos (latitud, longitud), huso horario, día del año, hora del orto y ocaso, y parámetros de la instalación (rendimientos, seguidor solar de un eje o dos ejes o ninguno). Para tener una idea de cómo varía anualmente la producción solar, se puede observar la figura 7.21, en donde se representan las horas de sol diarias a lo largo del año. Obsérvese que tiene también relación con la demanda diaria, figura 6.12.

Los días totalmente claros se dan en muy pocas ocasiones a lo largo del año, de forma que la producción solar diaria varía en función de la nubosidad. En la figura 7.22 se representan los datos de radiación diaria sobre una superficie horizontal para la Tenerife, obtenido desde [111]. Se puede observar un patrón medio estacional, pero día a día hay variaciones debido a la distinta nubosidad, aunque son variaciones relativamente pequeñas.

Como muestran algunas ponencias de REE en donde se han estudiado instalaciones de este

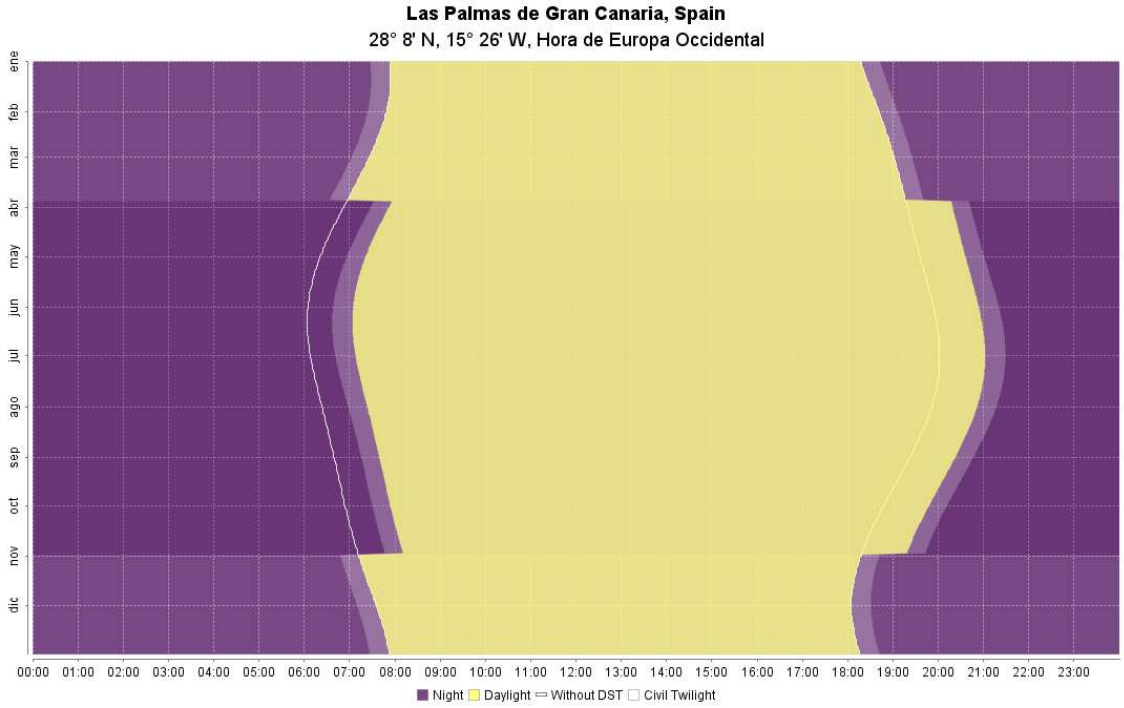


Figura 7.21: Horas de orto y ocaso, [109]

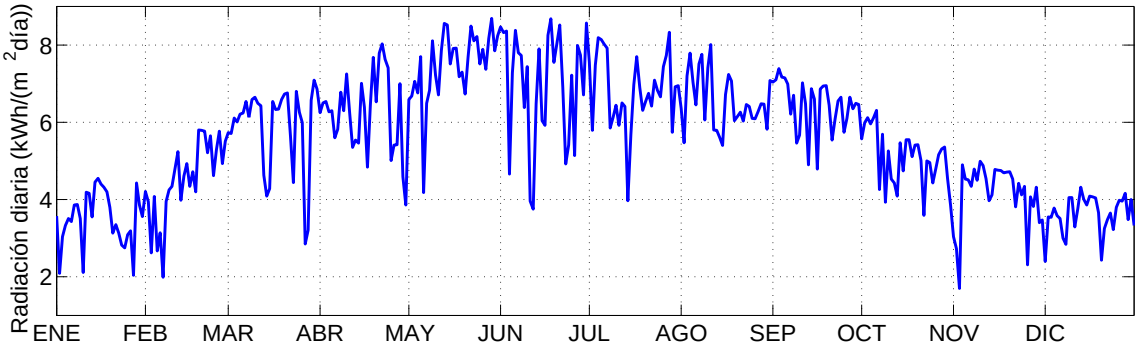


Figura 7.22: Radiación solar diaria en superficie horizontal en Tenerife, [111]

tipo, por ejemplo [102], la nubosidad afecta de manera determinante en las caídas de potencia. Las caídas de potencia en una planta dada dependen del tiempo entre medición y medición, es decir, en intervalos de 2 segundos las caídas son del 6 %, mientras que en intervalos de 20 segundos, pueden ser hasta del 20 %.

En la ponencia citada anteriormente, se muestra sólo el comportamiento de una planta de 9.5 MWp. Sin embargo, es esperable que la distribución geográfica de las plantas permita que las caídas, sobre todo en intervalos cortos de tiempo, sean menores. Pero al igual que ocurría con la eólica, pueden existir momentos en los que las caídas en varias plantas, a pesar de estar bastante dispersas geográficamente, estén en fase.

No se han conseguido datos concretos de una planta, pero sí de estaciones meteorológicas, en este caso se va a utilizar la estación ILASPALM3 [123], situada en Telde. En la figura 7.23 se muestran directamente los datos de radiación solar medidos en el periodo del 21 al 28 de agosto de 2009 en ILASPALM3.

Como se ve y ya se apuntó, la generación fotovoltaica no ofrece garantía de suministro, pues

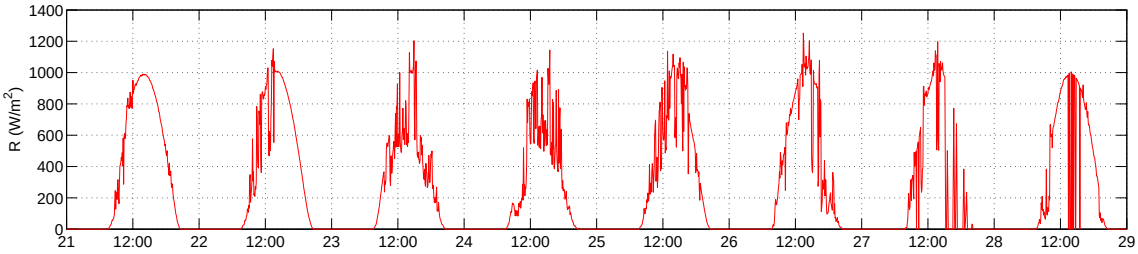


Figura 7.23: Radiación solar en ILASPALM3 [123], viernes 21 de julio 2009 hasta viernes 28 de julio

puede caer súbitamente en momentos de nubosidad variable. La forma natural de la curva es muy predecible, siendo beneficiosa en la primera punta del día, sin embargo, incluso en esos momentos pueden haber caídas importantes de la generación en plantas puntuales.

7.5 Costes de generación

En [31] se establecen los mecanismos liquidación de costes de energía para los SEIE[9]. En el caso de Canarias, como ya se vio en el capítulo 4, los costes de los combustiles contienen una componente de producto, y otra de logística. Asimismo, cada combustible tiene un poder calorífico inferior PCI diferente. En la tabla 7.38 se resumen estos parámetros. Nótese que el PCI está expresado en termias por cada tonelada de combustible, y 1 termia = 10^6 calorías.

€/t	**Fuelóleo BIA** 1 % de S	**Fuelóleo BIA** 0.3 % de S	**Dieselóleo**	**Gasóleo** 0.1 % de S
Costes combustible prov. p.s. 2010	326.06	362.12	439.62	442.10
Costes logística prov. p.s. 2010	23.58	59.64	55.16	36.07
Costes combustible prov. p.s. 2011	383.10	419.16	551.08	563.80
Costes logística prov. p.s. 2011	23.58	59.64	55.16	36.07
PCI (te/t)	9 000	9 000	10 000	10 150

Tabla 7.38: Costes combustibles para generación eléctrica en Canarias. Provisionales para el primer semestre 2010 y 2011, definitivos segundo semestre de 2009 y 2010, respectivamente. [35] [36]

El combustible que usa cada grupo de generación para el funcionamiento en continuo se mostró al describirlos para cada sistema. Los costes de combustible conforman una gran parte del coste de generación, si bien, tal y como ya se vio, el consumo específico varía con el régimen de carga de cada grupo. Sobre el coste total también influyen los costes de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, y los costes equivalentes de inversión.

La fórmula que define los costes de funcionamiento en una hora (€/h), según define [31] es:

$$C_{\text{fun}} = \left(a + b \cdot e + c \cdot e^2\right) \frac{C_{\text{combustible}} + C_{\text{logística}}}{PCI}$$

en donde e es la potencia media horaria en MW y a, b y c son coeficientes de ajuste según tecnología.

[9] Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

La fórmula de los costes de operación y mantenimiento en una hora (€/h), según define [31] es:

$$C_{\text{OM}} = a'' + b'' \cdot C_{\text{fun}}$$

en donde a'' y b'' son coeficientes de ajuste según tecnología.

En la tabla 7.39 se muestran los valores de los coeficientes de las fórmulas anteriores. Además, se ha añadido el valor del parámetro d de costes de arranque, que se trata del coste de arranque si se considera que el grupo no se hubiera enfriado ($t_{\text{off}} = 0$ h), lo que corresponde al valor mínimo. Estos valores se actualizan a través del BOE.

Tipo		**Funcionamiento**			**Oper. y manten.**		**Arranque**
	P_{bruta} (MW)	a	b	c	a''	b'' (%)	d (€/arr.)
D4T	<5	865.969	1678.83	81.52	36.356	10.18	72.71
	5-14	1286.063	2511.43	6.13	80.784	10.18	161.57
	14-24	9556.467	1039.2	36.41	103.353	10.18	206.71
D2T	>24	7613.794	1381.9	15.25	105.009	4.9	210.02
TG AERO	<50	9167.142	2154.04	1.59	167.287	1.5	818.49
TG HD	20-50	31391.054	1773.42	11.58	256.639	1.5	3988.38
	>=50	60 436.76	1925.54	0.53	888.704	1.5	13183.89
CCGT 2+1	200-250	239683.594	-440.63	5.76	2229.353	2.3	33072.39
VAPOR	33	8673.983	2942.31	0.47	82.297	1.72	6146.295
	40	8388.391	2859.29	0.46	109.369	1.72	9048.351
	60	12991.345	2677.03	0.19	124.529	1.72	11114.441
	80	21254.082	2159.80	0.23	146.186	1.72	12038.118

Nota: D4T (Motor diésel 4 tiempos), D2T (Motor diésel 2 tiempos), TG (Turbina de gas), AERO (Aeroderivadas), HD (Heavy Duty), CCGT (Ciclo combinado de turbinas de gas)

Tabla 7.39: Coeficientes de fórmulas de coste para 2010 (I), [31] y BOE

En la figura 7.24 se representa la ecuación del coste total para los grupos diésel y gas y los grupo de vapor y ciclo combinado. Obsérvese que los valores en el eje de abscisas son los costes por hora de combustibles y operación y mantenimiento con respecto a la potencia P bruta. En la figura 7.25 se representan los costes por MWh generado. Los últimos costes antes de la finalización de este estudio fueron publicado en Junio de 2011, y corresponden con los costes definitivos del segundo cuatrimestre de 2010. Sin embargo, los costes utilizados para construir las gráficas, y a la postre los utilizados en este estudio, son los publicados justo con anterioridad al último.

Los costes medios de generación de energía eólica y solar para las Islas Canarias, según [103] para 2008, son de 7.17 y 13.55 c€/kWh, respectivamente. En éstos se incluyen los costes de inversión e intermitencia.

Mientras en Gran Canaria y Tenerife los grupos de base son unidades de vapor y ciclo combinado de gran potencia con una alta disponibilidad y flexibilidad, en las islas menores se tienen grupos de generación base que necesitan más paradas y arranques tanto por mantenimiento como por incidencias. En cuanto a la cobertura de la demanda media y pico, en los sistemas mayores la flexibilidad de sus grupos base permite cubrir gran parte del perfil de demanda económicamente, pero en Lanzarote y Fuerteventura se tiene que recurrir a las turbinas de gas en mayor medida y al arranque de grupos diésel.

En el estudio del clúster empresarial RICAM [103], se señala que los costes de generación convencional medios para Gran Canaria y Tenerife se sitúan en 14 c€/kWh, en Lanzarote

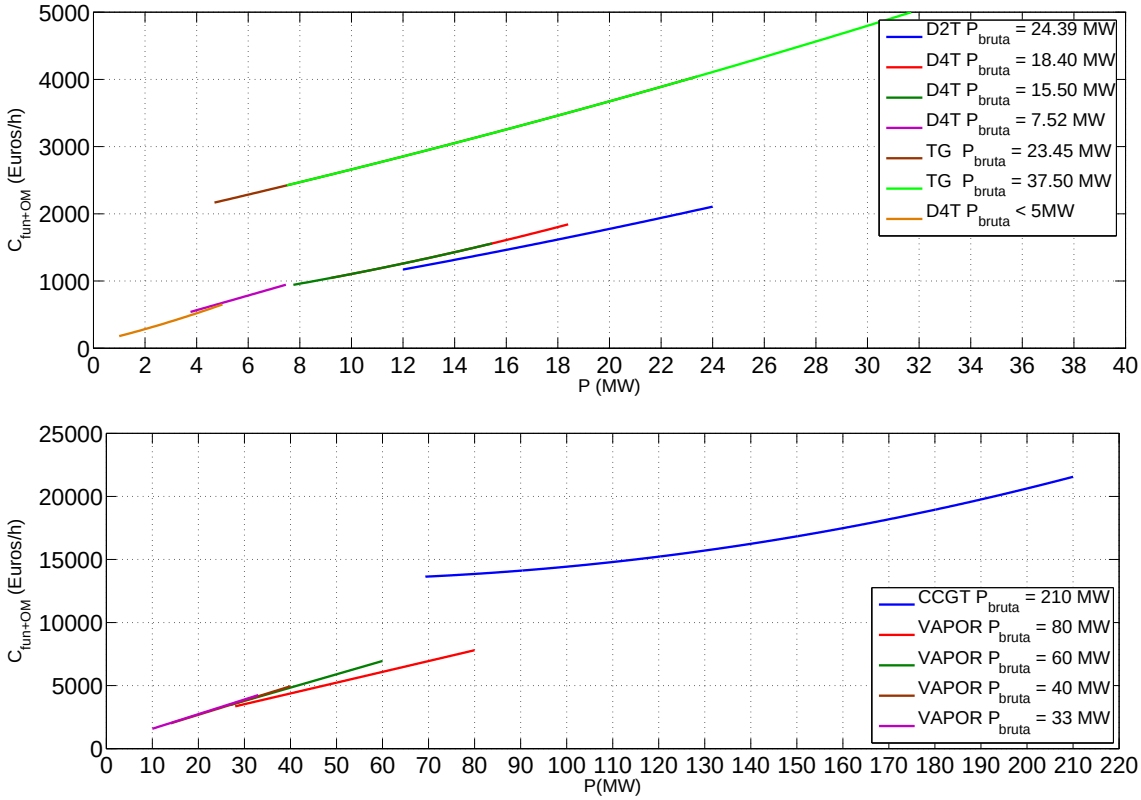


Figura 7.24: Curvas de costes $C_{\text{fun}} + C_{\text{OM}}$

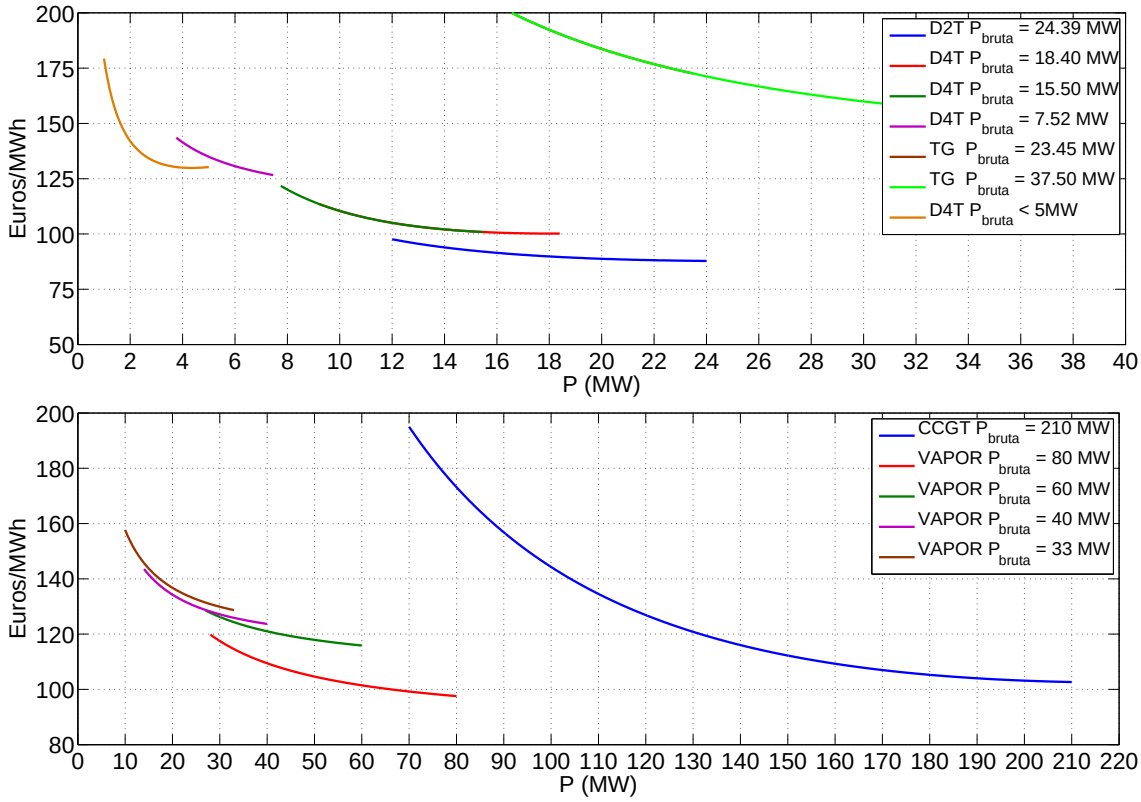


Figura 7.25: Curvas de costes por MWh

- Fuerteventura se sitúan en 18.5 c€/kWh, y en La Gomera en 23.5 c€/kWh. En estos

costes totalizados, además de los costes de combustibles y operación y mantenimiento, están considerados los costes de inversión, las horas de utilización de los diferentes grupos, y costes sociales.

7.6 Reservas de potencia

Como ya se había comentado en el capítulo 6, la demanda $P_{\text{demanda}}(t)$ tiene un comportamiento aleatorio $\pm\sigma_{\text{demanda}}(t)$, pero relativamente previsible. Por tanto se hace necesaria una programación de la secuencia de funcionamiento de las unidades de producción $P_{\text{generacion}}(t)$, en donde debe existir la posibilidad de variar la potencia entregada $P_{\text{subir}}(t)$ y $P_{\text{bajar}}(t)$. Esta programación de la generación debe permitir que en cada momento se pueda cubrir la demanda, y es función del operador del sistema establecer $P_{\text{generacion}}(t)$, $P_{\text{subir}}(t)$ y $P_{\text{bajar}}(t)$.

Pero no sólo se debe tener en cuenta la variación de la demanda, también hay que tener en cuenta la posibilidad de fallo en algún elemento del sistema, en particular del mayor grupo generador. En el caso de existir varias centrales eléctricas, es decir, distintos nudos generadores en un sistema, se deberá tener en cuenta el fallo de las líneas que las interconectan, directa o indirectamente. Asimismo, el carácter no gestionable de la generación (eólica y fotovoltaica), más imprevisible que la demanda, complica más el objetivo de mantener al sistema en operación segura, dado que ahora hay una componente en $P_{\text{generacion}}(t)$ que es variable. Esto hace que $P_{\text{subir}}(t)$ y $P_{\text{bajar}}(t)$ tengan que revisarse con respecto a si no hubiese dicho tipo de generación.

Por todo ello, en [79] se definen varios procedimientos de operación (en adelante P.O.) que definen y ponen mínimos a las reservas de potencia. A continuación, se definen los diferentes **tipos de regulación** de potencia y a qué elemento están asociadas:

Regulación primaria Controla los desequilibrios entre generación y demanda automáticamente. Se lleva a cabo mediante la variación de potencia de los generadores acoplados de forma inmediata, individual y autónoma por actuación de sus reguladores de velocidad como respuesta a las variaciones de la frecuencia. Dicha respuesta se caracteriza por el estatismo permanente (se aceptan estatismos entre el 2-5 % (7 % excepcionalmente), ver apartado 2.3.3) y debe ser efectiva en menos de 30 segundos. La reserva primaria a bajar es el total de la potencia, entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible que pueda actuar en 30 segundos.

Regulación secundaria Controla los errores en régimen permanente en la frecuencia. Se lleva a cabo mediante un control maestro que gestiona la potencia entregada por los generadores incluidos en dicho control. Su actuación debe corregir la frecuencia en menos de 15 minutos después de un evento desequilibrante de la frecuencia. La reserva secundaria a bajar es el total de la potencia, entre todos los generadores acoplados, bajo el control del regulador maestro, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada que sea efectiva en 15 minutos.

Regulación terciaria Permite la restauración de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Para ello se adaptan los programas de funcionamiento de los generadores acoplados o no.

La magnitud de las reservas en un sistema o área del sistema es una decisión consensuada que se basa en la ponderación de los riesgos y costes asumibles. En el anexo de P.O. para los

SEIE, apartado 8 del P.O. 1, se establecen las **reservas de regulación** de frecuencia-potencia:

Reserva de regulación primaria Para cada sistema se debe establecer una reserva de regulación primaria para cada periodo de programación horario que será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador de entre los programados en dicho periodo.

Reserva de regulación secundaria Para cada sistema se debe establecer una reserva de regulación secundaria para cada periodo de programación horario en función de la evolución temporal previsible de la demanda, en función del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica. Siempre que las condiciones técnicas lo permitan, la reserva de regulación secundaria a subir debe ser mayor o igual al 100 % de:

- La mayor potencia neta asignada a un generador de entre los programados en dicho periodo horario[10].
- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada. Esto se hace aplicando un coeficiente sobre cada unidad de potencia eólica (aerogenerador o parque), que será calculado en base a su variabilidad productiva. La reserva de regulación secundaria a bajar en cada periodo de programación deberá ser como mínimo del 50 % de la reserva a subir, siempre que las condiciones técnicas lo permitan.

Reserva de regulación terciaria Idem que la reserva a subir de la regulación secundaria.

Además de estas definiciones formales, existe otro término comúnmente usado, el de reserva rodante, que corresponde con la potencia de reserva entre los grupos conectados. Al no hacer referencia a ningún límite temporal, como sí hacen las anteriores definiciones, es un concepto que agrega las reservas primaria, secundaria y parte de la terciaria conectada. Si no se dispone de las curvas potencia - tiempo nominales de los grupos térmicos (rampas de carga), las reservas de regulación arriba definidas no se pueden determinar, con lo cual el concepto de reserva rodante describe de manera más adecuada el estado de la generación. Parte de la reserva rodante aportará como reserva de regulación primaria, y otra parte como reserva secundaria.

El tiempo mínimo de arranque ocurre para turbinas de gas y grupos diésel de pequeño tamaño, siendo éste igual o algo superior a 25 minutos, como se describió en la tabla 7.31. Con esto, es claro que la reserva secundaria es aportada por los grupos ya conectados, y las turbinas de gas entrarían como reserva de regulación terciaria tras una reprogramación debida a alguna desconexión severa.

Por ello, a pesar de definir los requerimientos de reserva de potencia de regulación, a fines prácticos, aquí solamente se puede hablar de reserva rodante al no conocerse las rampas de carga. El criterio será mantener una reserva rodante igual al 100 % de la potencia neta mayor inyectada por una unidad, contando con que en el caso de un ciclo combinado 2×1 una unidad es el 50 %. Se va a suponer pues que tal magnitud de reserva rodante cumple con las requerimientos de reserva de regulación.

[10] En los ciclos combinados multieje se considerará cada unidad por separado, pero a la potencia neta de la turbina de gas se le aplicará un coeficiente de 1.5, para tener en cuenta la pérdida de potencia en la turbina de vapor.

Además de este requisito para establecer la reserva rodante, hay que tener en cuenta a la generación eólica. Los procedimientos de operación establecen que se debe tomar en consideración la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada. El operador del sistema tiene a mano las estadísticas y predicciones individualizadas de generación eólica, sin embargo, en este estudio se tiene que tomar un criterio más simple y generalista. Lo que se va a hacer es suponer que:

- Si la potencia eólica inyectada es mayor o igual que $P_{\text{instalada}} \cdot k_{\text{límite 1 hora 0.1 \%}}$, la pérdida más probable sea igual $P_{\text{instalada}} \cdot k_{\text{límite 1 hora 0.1 \%}}$.
- Si la potencia eólica inyectada es menor que $P_{\text{instalada}} \cdot k_{\text{límite 1 hora 0.1 \%}}$, la pérdida más probable sea igual a la potencia inyectada.

Donde $k_{\text{límite 1 hora 0.1 \%}}$ es el valor en tanto por uno de la variación de potencia de origen eólico con respecto a la instalada en intervalos de 1 hora y con un 0.1 % de ocurrencia, ver figura 7.18.

Desde el punto de vista de la reserva de regulación secundaria, cuyo horizonte temporal se extiende hasta los 15 minutos, este valor es conservador, ya que la probabilidad de ocurrir una disminución mayor o igual al valor calculado es de apenas 0.1 % (10 veces al año). Además, este valor se ha calculado sin tener en cuenta los métodos de predicción usados por el operador del sistema, por ejemplo el visto en la figura 7.15, en donde se puede observar que incluso para un horizonte de 12 horas, la variación entre la previsión y la realidad no supera el 40 %. Por tanto, en todo caso, el método usado aquí conllevará usar un valor necesario de reserva siempre superior al que se daría en la realidad.

En la actualidad, la generación no convencional, en particular la energía eólica y solar, una vez está conectada a red, está inyectando toda la potencia disponible por la unidad. Además, el único control es la desconexión total de ésta, no pudiendo regularse su potencia. Esto quiere decir que actualmente no aportan ningún tipo de reserva de potencia.

En el futuro, debido a la prevista masiva inserción de potencia eólica, se espera que las grandes máquinas eólicas dispongan de un mecanismo de control de potencia que permita localizar en éstas reservas de potencia primarias. Así, aunque no estén entregando toda la potencia disponible, que sería lo deseable desde el punto de vista meramente energético, aportan seguridad (al aportar reserva) y calidad de suministro (el control permitiría una generación de potencia con menores fluctuación en la inyección).

La inclusión en los sistemas de grupos hidráulicos, cuyos tiempos de arranque son de solamente algunos minutos, permite un aporte de reserva de regulación secundaria, o primaria si estuvieran ya conectados.

7.7 Conclusiones

En este capítulo se ha visto cúal es la composición de generación en Canarias y la composición planificada. Además, se ha caracterizado cada uno de los tipos de tecnologías, resaltando sus particularidades.

Hay que destacar el hecho de que las distintas interconexiones mejoran la variabilidad de la producción eólica conjunta, especialmente en horizontes temporales que van desde 1 hora hasta 6 horas. Como se pudo ver en la figura 7.5, este horizonte horario interviene en el

seguimiento de la demanda y en la programación de la generación, con lo cual interviene en el proceso de establecimiento de reservas de potencia secundaria y terciaria.

Al comprobar que los precios de generación en las islas menores es bastante mayor a los precios de las islas mayores, resulta muy interesante plantear la interconexión también desde un punto de vista de suministro total o parcial, y no sólo como mecanismo de mejora de respuesta primaria y reservas. Tanto los datos del estudio del RICAM [103] como los costes mostrados en las figuras 7.24 y 7.25, son muestra de esta diferencia de costes.

Siendo las instalaciones factibles, como ya se pudo mostrar, la demanda de La Gomera puede ser incluso íntegramente suministrada desde Tenerife. Si la demanda cubierta por la generación convencional en 2010 en La Gomera, 72 GWh a 235€/MWh, hubiese sido cubierta desde Tenerife, 140€/MWh, el ahorro hubiese sido de 9.5 M€. Si se supone que desde Gran Canaria, 140€/MWh, se suple una potencia media de 50 MW durante un año ($50 \cdot 8760$ MWh) hacia Lanzarote-Fuerteventura (185€/MWh), se ahorrarían 19.7 M€al año.

El coste de los proyectos de interconexión pueden ser calculados con los valores mostrados en el capítulo 2. Para los proyectos de cable submarino se comprobó que el precio, para longitudes de decenas de kilómetros, está determinado por el coste de los cables y su instalación. Para la interconexión de Lanzarote - Fuerteventura con Gran Canaria, los costes de los distintos proyectos y configuraciones posibles están en un marco en torno a 150-300M€. Para la interconexión de La Gomera con Tenerife, el coste del proyecto ronda los 25-50 M€por circuito.

Aunque en un proyecto de interconexión no siempre se busca el beneficio económico directo, en estos casos, salta a la vista que la reducción total de costes en generación sería importante, no sólo por la sustitución de generación, sino por la reducción de los niveles de reserva. Aun siendo los valores de los costes de los proyectos y de generación valores orientativos, es claro que el retorno llegará a medio-largo plazo. En apartados posteriores se hará un cálculo más preciso de la rentabilidad de los proyectos.

Capítulo 8

Rutas submarinas

En este capítulo se establecerán las rutas o trazados submarinos para los cables de interconexión de acuerdo a las conclusiones del capítulo 5.

8.1 Introducción

En el capítulo 5 se finalizó explicando que las opciones de interconexión eran:

- Línea de interconexión entre Marruecos (Tarfaya, Laayoune) y el sistema Lanzarote - Fuerteventura (Las Salinas, Gran Tarajal, Matas Blancas).
- Línea de interconexión entre Marruecos (Tarfaya, Laayoune) y Gran Canaria (Bco. Tirajana).
- Línea de interconexión entre Lanzarote - Fuerteventura (Jandía, Matas Blancas) y Gran Canaria (Jinámar, Cinsa, Arinaga, Bco. Tirajana).
- Línea de interconexión entre Gran Canaria (La Aldea, Santa Águeda) y el sistema de Tenerife (Candelaria, Arico y Granadilla).
- Línea de alimentación-interconexiónentre entre Tenerife (Guía de Isora, Los Olivos) y La Gomera (El Palmar).

Por todo ello, hay que establecer cuatro corredores para el paso de los cables submarinos:

- Corredor entre Tarfaya y Fuerteventura. Aunque la conexión se hiciese en Laayoune, la ruta submarina más corta y con menor profundidad máxima se realiza hasta Tarfaya.
- Corredor entre Fuerteventura y Gran Canaria.
- Corredor entre Gran Canaria y Tenerife.
- Corredor entre Tenerife y La Gomera.

Además de estudiar los trazados para las nuevas interconexiones, se estudiará también la ruta entre Lanzarote y Fuerteventura ya existente.

Cada una de las alternativas para cada interconexión tiene sus puntos fuertes y débiles, según el criterio que se escoja. El criterio más restrictivo es a menudo el económico, basado básicamente por la tecnología de transporte, la longitud del tramo submarino y la profundidad[1].

[1] Los datos del entorno marino usados se describen en el apéndice A.1.

Otras limitaciones, como pueden ser las ambientales, pueden corregirse a base de tomar medidas mitigadoras. En este capítulo se desgranarán cada una de las opciones, hallando longitudes y perfiles de los trazados, y comparando las arribadas a la costa.

8.2 Corredor entre Tarfaya y Fuerteventura

La zona que se encuentra entre las costas africanas y las islas orientales es una zona cuyas profundidades alcanzan los 1400 metros, ver figura 8.1, dicha zona se denomina Canal Canario. Como se puede ver en la figura, al oeste de las costas africanas hay una amplia zona de apenas 200 metros de profundidad, y entre esta zona y las islas orientales hay un valle submarino de unos 65 kilómetros de ancho, en donde la profundidad alcanza los 1400 metros.

El valle submarino recorre prácticamente todo el litoral este de las islas orientales. Se debe recordar que, según la figura 4.10, existe actualmente un cable tendido en dicha zona, el SAT 3, que atiende a las telecomunicaciones en Canarias y en toda la costa oeste de África.

De las rutas Tarfaya - Gran Tarajal que se pueden plantear, hay dos trazados extremos técnicamente alcanzables: uno de longitud mínima pero de profundidad máxima aproximada de 1600 metros, y otro de profundidad máxima mínima de 1300 metros, pero algo más largo. El trazado entre Tarfaya y Las Salinas se puede plantear en línea recta. Asimismo, el corredor entre Tarfaya - Matas Blancas (Bco. del Vachuelo) puede plantearse como una línea recta entre los puntos de arribada.

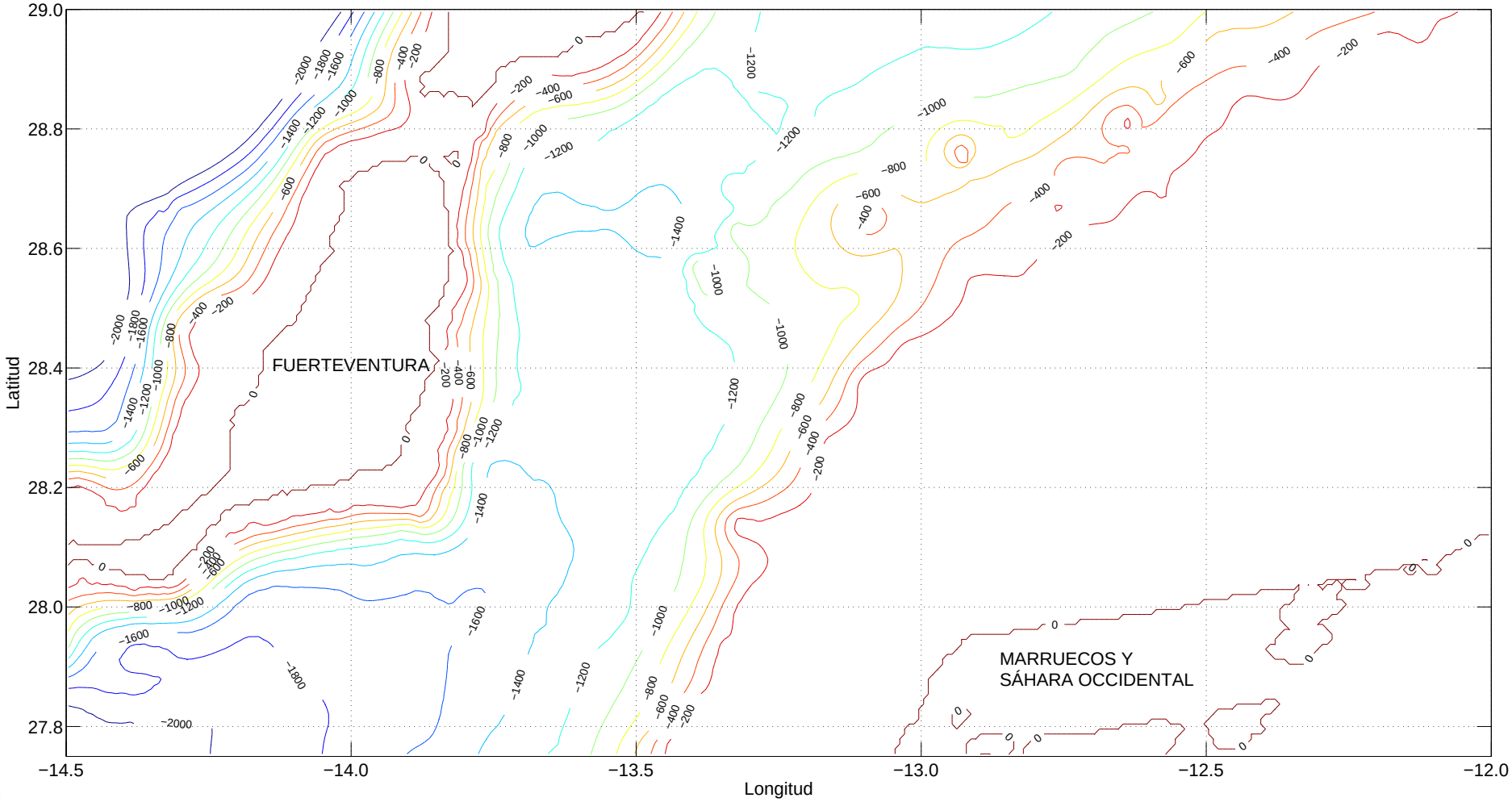
En la tabla 8.1 se muestran las localizaciones de los puntos de control para ambos trazados.

	Lugar	Latitud	Longitud
Tarfaya	27.938706	-12.932628
PC 1	28.230000	-13.400000
PC 2	28.300000	-13.870000
PC 3	28.200000	-13.920000
PC 4	28.193184	-14.003978
Las Salinas	28.504095	-13.842959
Gran Tarajal	28.211169	-14.016516
Matas Blancas (Bco. del Vachuelo)	28.108224	-14.267857

Tabla 8.1: Puntos de control de los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura

Los trazados posibles del cable pueden mostrarse desde dos ópticas distintas: los trazados sobre el mapa batimétrico (figura 8.2) y los perfiles del trazado a lo largo de la longitud del cable (figura 8.3).

La longitud del trazado a Las Salinas es de 109.5 kilómetros y una profundidad máxima de 1278 metros. La longitud del trazado a Gran Tarajal de mínima longitud es 111.2 kilómetros, y la profundidad máxima 1550 metros. La longitud del trazado a Gran Tarajal de mínima profundidad es de 129.1 kilómetros, y la profundidad máxima 1281 metros. Los 269 metros de diferencia entre las profundidades máximas de los trazados, frente a los 17.9 kilómetros de cable deben ser valorados de manera técnico-econoómica para poder elegir entre ambas opciones. La longitud del trazado hacia Matas Blancas es de 133 kilómetros, y su profundidad máxima de 1586 metros.



8.1

Figura 8.1: Batimetría de la zona entre las costas africanas y las islas orientales, acotada entre 0 y -2000 metros

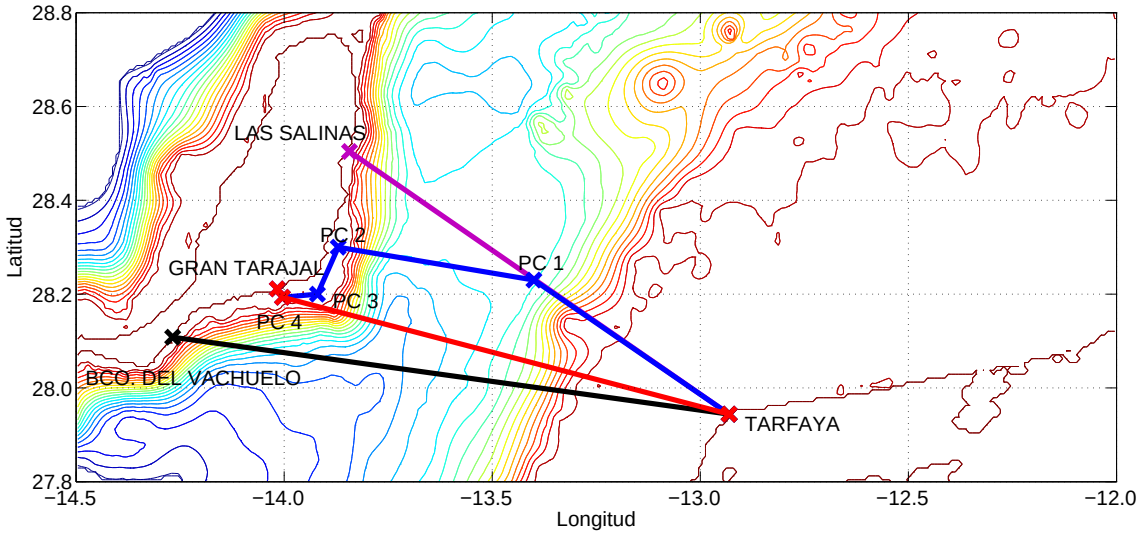


Figura 8.2: Batimetría con los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura (isóbatas 100 metros)

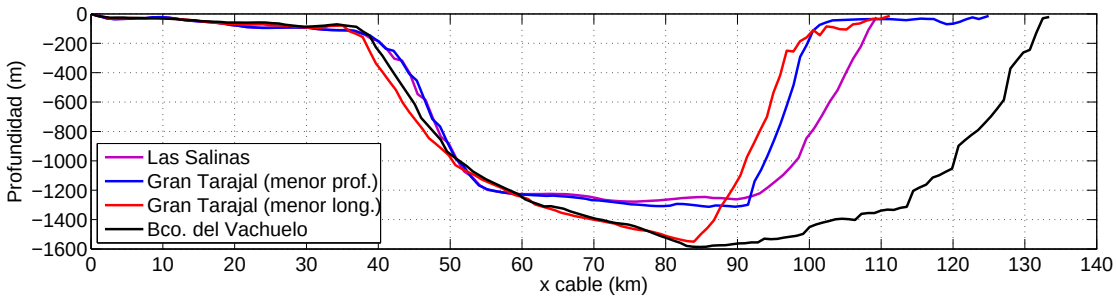


Figura 8.3: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos Marruecos - Fuerteventura

En la parte derecha de la figura 8.14 se puede observar la composición de los fondos marinos en la llegada de los cables a Fuerteventura. Se observa que son eminentemente arenosos, si bien hay zonas rocosas que deben ser evitadas. Esta zona rocosa está presente en la ruta inicial hacia Gran Tarajal de mínima longitud.

En las figuras 8.4, 8.5 y 8.6 se muestran las la composición de los fondos marinos para los puntos de llegada propuestos.

En la opción de Las Salinas, la llegada tiene un fondo eminentemente arenoso, exceptuando los últimos 200 metros aproximadamente, en los que hay una zona rocosa.

En la opción hacia Gran Tarajal, el lecho sigue siendo eminentemente arenoso, pero en el último kilómetro, éste se vuelve rocoso, con lo que hay que tomar las medidas profilacticas oportunas: zanja mediante cortador, o protección con células de acero.

Por último, para la opción hacia Matas Blancas, la arribada en el Bco. del Vachuelo es totalmente arenosa, exceptuando una fina lengua de grava, que es fácilmente salvable.

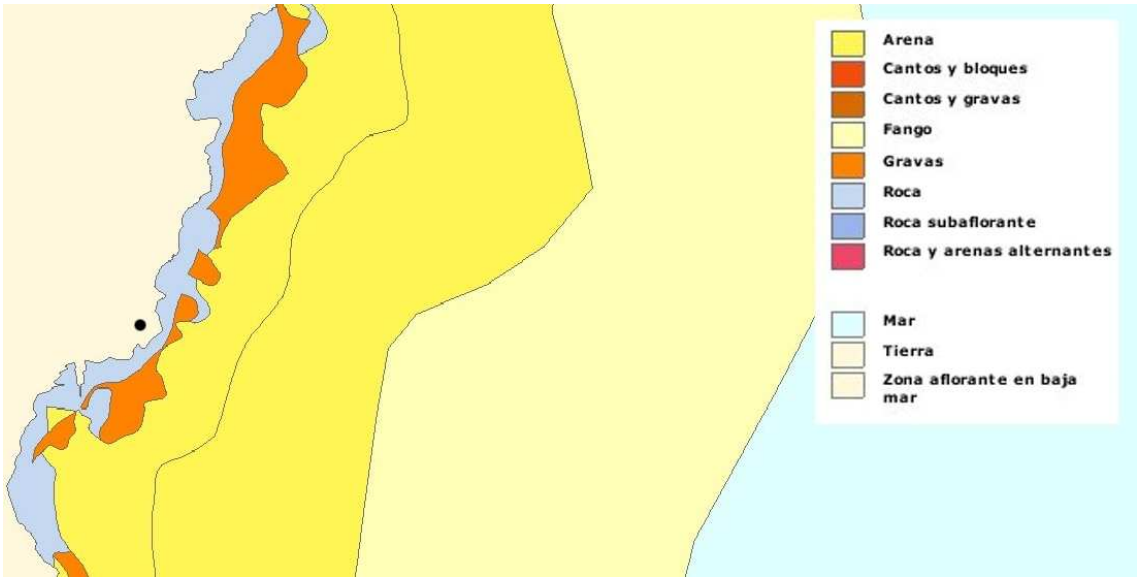


Figura 8.4: Composición del fondo en la arribada a Las Salinas, [46]

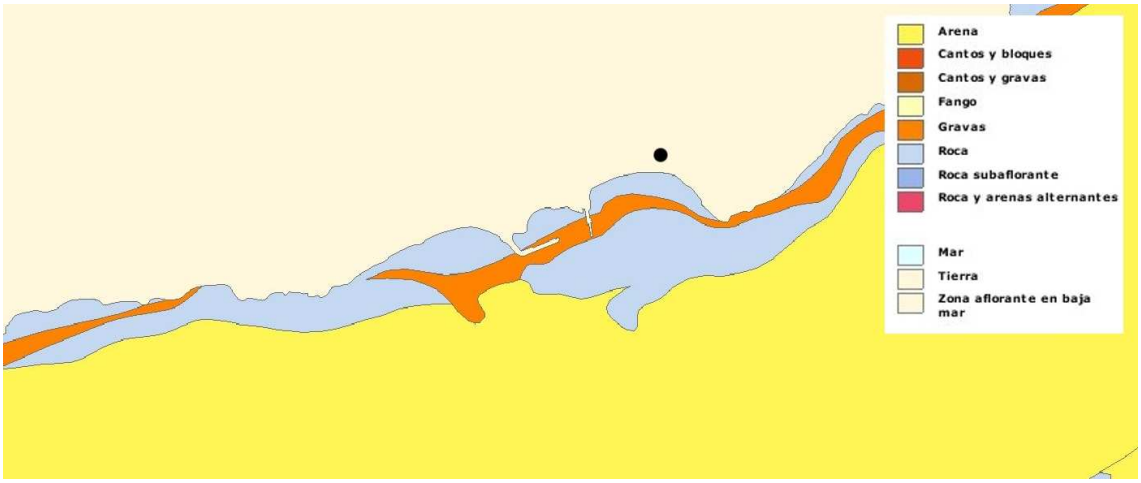


Figura 8.5: Composición del fondo en la arribada a Gran Tarajal, [46]

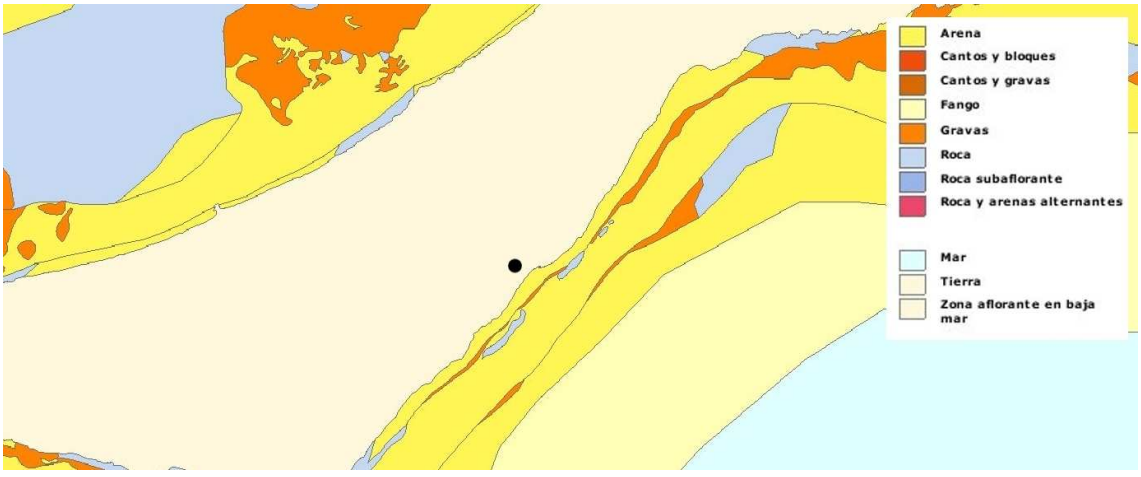


Figura 8.6: Composición del fondo en la arribada a Matas Blancas (Bco. del Vachuelo), [46]

8.3 Corredor entre Lanzarote y Fuerteventura

La zona que divide ambas islas se denomina Estrecho de La Bocayna. El Estrecho de La Bocayna tiene un ancho de unos 14 kilómetros, y una profundidad máxima de unos 100 metros en la parte más occidental, según se ve en la figura 8.7.

Los puntos de arribada del cable son un dato para este estudio, pues ya existe un cable submarino instalado. No obstante, se va a mostrar las posibles razones que condujeron a dicha solución.

En Lanzarote se debe tener en cuenta la presencia de la subestación de Playa Blanca, que está al norte de la Playa de Las Coloradas. Una playa es un sitio en principio no deseado, por el impacto que la obra puede tener en ella, pero ni al este ni al oeste hay zonas aptas. Al este hay una zona con una costa abrupta, y además protegida como Monumento Natural, el Monumento Natural de Los Ajaches. Al oeste existe también una costa abrupta, en donde además hay varios puertos.

En Fuerteventura se debe localizar una zona al oeste del núcleo urbano de Corralejo. En dicho litoral rocoso, es difífil elegir una zona, a menos que se haga una inspección en el lugar y se determine la mejor zona posible. La Caletilla Negra pareció ser la mejor zona de salida, pues fue ésta la elegida para el cable submarino existente.

En la figura 8.7 se muestra la batimetría y el trazado que se propone entre los actuales puntos de arribada del cable submarino. La solución es directa, una línea recta entre ambos puntos.

La longitud del trazado desde Caletilla Negra (Latitud 28.751823, Longitud -13.879725) hasta Playa de Las Coloradas (Latitud 28.858573, Longitud -13.800674) es de 14165 metros. El perfil del trazado se puede ver en la figura 8.8, en donde destaca que la profundidad máxima es de apenas 50 metros.

En la figura 8.9 se puede ver la composición del lecho marino. Se observa que las llegadas a las costas de ambas islas son rocosas, en el caso de Fuerteventura unos 500 metros de trazado, y en el caso de Lanzarote 2 kilómetros. En la mitad de recorrido cercana a Fuerteventura, hay una zona de grava que se puede salvar trasladando 700 metros el trazado hacia el este.

8.4 Corredor entre Fuerteventura y Gran Canaria

La zona entre Fuerteventura y Gran Canaria separa las dos agrupaciones de islas según su origen geológico, las islas orientales de las islas occidentales. Las dos islas están unidas por una plataforma que posibilita una profundidad máxima de unos 1600 metros, por donde deberá pasar una eventual ruta de profundidad máxima mínima. En la figura 8.10 se muestra la batimetría de la zona en estudio.

El corredor debe pasar por dicha plataforma, pero ésta tiene varios volcanes y accidentes, que en la figura 8.10 se aprecian levemente. Una mayor descripción de dichos accidentes se da en la obra de Juan Acosta, *Geophysics of the Canary Islands* [50].

El siguiente paso es determinar los puntos de arribada de los cables, cuyas aproximaciones a las islas deben ser lo menos accidentadas posible. En el análisis hecho en la sección 5.7, se concluye que la interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura debe realizarse en la subestación de Jandía o Matas Blancas para el sistema Lanzarote-Fuerteventura, y en la

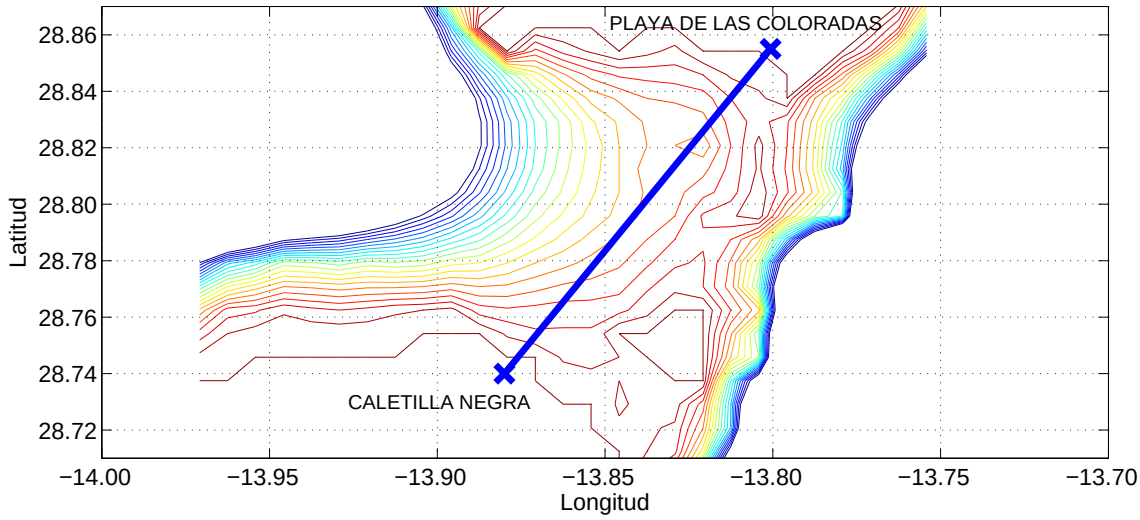


Figura 8.7: Batimetría y trazado Playa de las Coloradas - Caletilla Negra (isóbatas 10 metros)

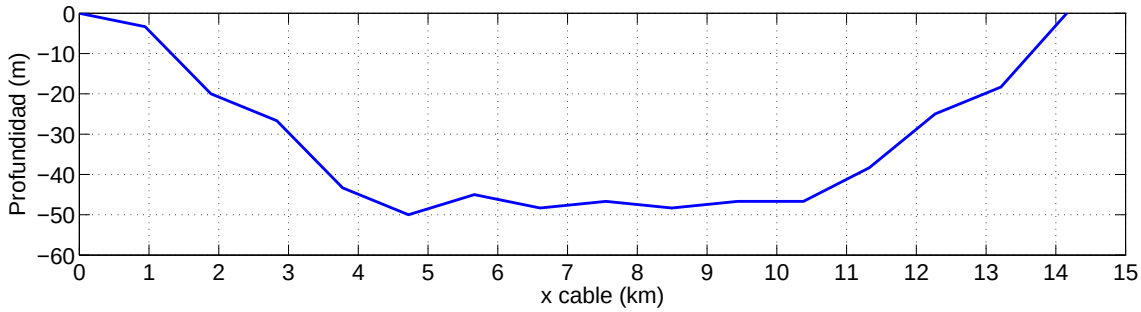


Figura 8.8: Perfil longitudinal del trazado Playa de las Coloradas - Caletilla Negra

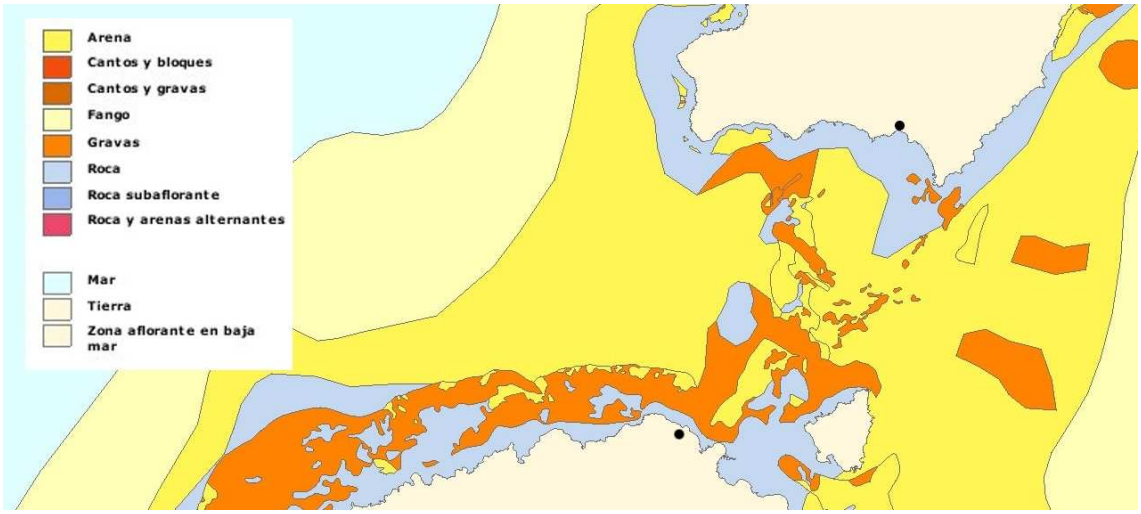


Figura 8.9: Composición del fondo estrecho de la Bocayna, [46]

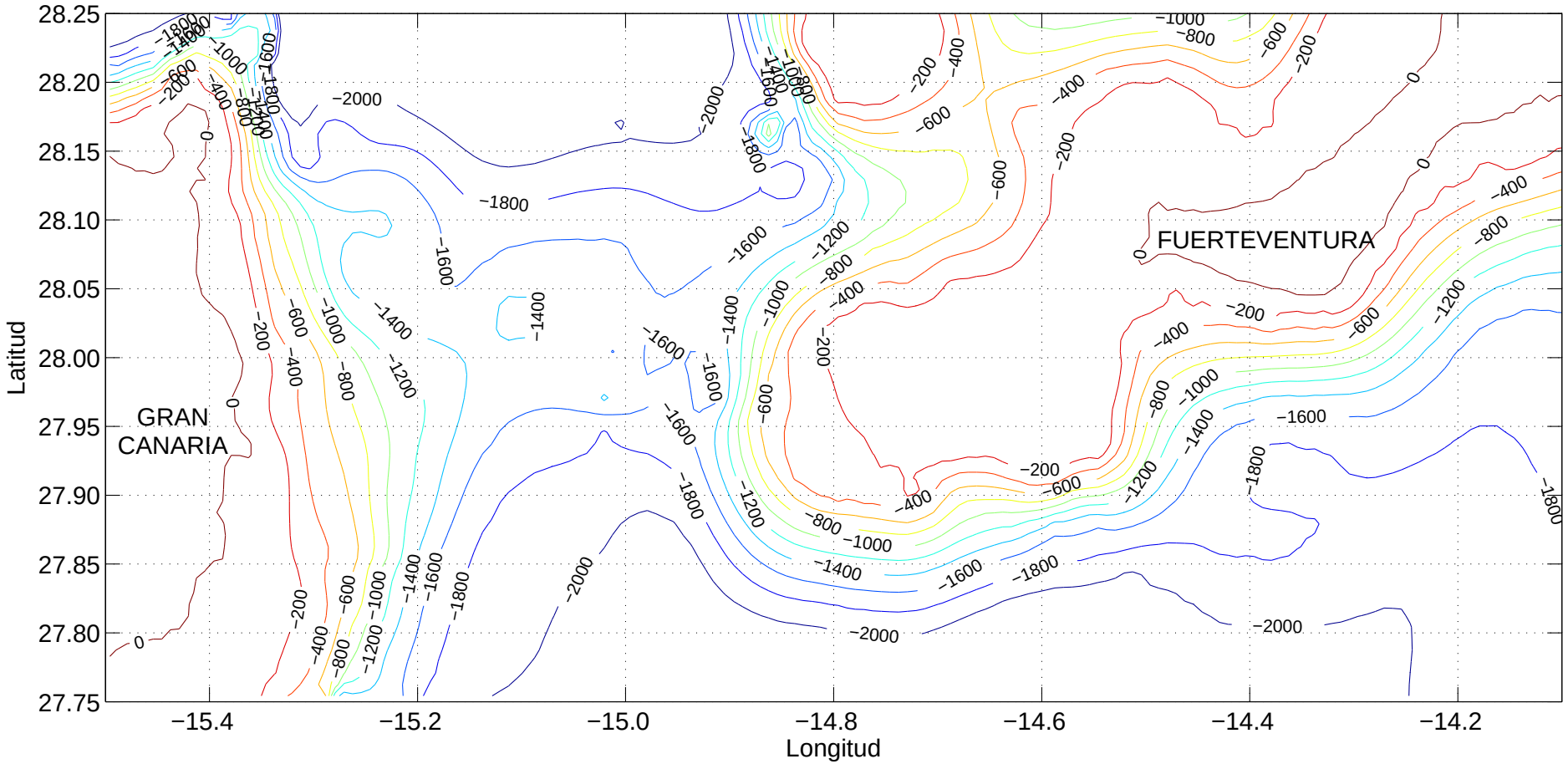


Figura 8.10: Batimetría de la zona entre Fuerteventura y Gran Canaria, acotada entre 0 y -2000 metros

subestación de Jinámar, Cinsa, Arinaga o Barranco de Tirajana en el sistema de Gran Canaria.

La arribada a Fuerteventura debe localizarse en la península de Jandía, para luego extenderse dicha línea de forma subterránea o aérea hasta las subestaciones. Esto lleva a tener que elegir entre dos localizaciones para la arribada del cable submarino: Morro Jable (cercana a la planficada subestación de Jandía) o la desembocadura del Barranco del Vachuelo (cercana a la subestación de Matas Blancas).

La diferencia entre las dos opciones estriba en la distancia que las separa, unos 10 kilómetros. La solución sobre la subestación de Jandía pasa por arribar los cables en la desembocadura del Bco. del Ciervo o al oeste del Puerto de la Cebada (Puerto de Morro Jable). Para la llegada hasta la subestación de Matas Blancas, la arribada se realizaría en el Bco. del Vachuelo.

La arribada a Gran Canaria se puede dar en 4 puntos: salida hacia la subestación de Jinámar, salida hacia la subestación Cinsa, salida hacia la subestación Arinaga o salida hacia la subestación de Bco. Tirajana.

La arribada hacia la subestación de Jinámar debería realizarse o bien al norte por la Playa del Cernícalo, a unos 300 metros de la subestación, o bien al sur en Playa Grande, a unos 700 metros de la subestación. Se podría también arribar directamente en la parcela donde se sitúa la subestación, requiriéndose obra civil en el rompeolas.

La arribada del cable hacia Cinsa debería realizarse en la Playa de la Salineta, situada a unos 800 metros de la subestación. Debe tenerse presente la presencia cercana de un puerto al sur y otro al norte, en donde se descargan combustibles.

La arribada hacia la subestación de Arinaga sería problemática, si se decidiera arribar por la Playa de Vargas, habrían restricciones ambientales, ya que toda esa zona es un Lugar de Interés Comunitario (LIC). El tramo subterráneo del cable tendría que atravesar o bordear aproximadamente 1 kilómetro de espacio protegido, el Monumento Natural de Arinaga y Playa de Vargas.

La arribada hacia la subestación de Barranco de Tirajana puede realizarse en las inmediaciones a la misma, en la Playa de las Casillas o en Bocabarranco. A toda esta zona se le denomina El Matorral, y en ella se sitúa la Central Térmica Barranco de Tirajana y la subestación correspondiente.

Por tanto, se tienen dos opciones de arribada en Fuerteventura y cuatro en Gran Canaria, todos los trazados posibles deben pasar por el mismo pasillo intermedio. Las coordenadas de los puntos de control y puntos de arribada de los cables figuran en la tabla 8.2.

Los diferentes trazados propuestos se representan en planta en la figura 8.11. Asimismo, los perfiles longitudinales de los diferentes trazados se representan en la figura 8.12 para los trazados que salen desde el Barranco del Vachuelo, y en la figura 8.13 para los que salen desde Morro Jable.

La profundidad máxima de todos los trazados es de 1597 metros. Las longitudes de los diferentes trazados propuestos se muestran en la tabla 8.3.

La diferencia de longitudes entre las alternativas que llegan a la Playa de la Salineta y las que llegan a la C.T. de Jinámar es de 3.0 kilómetros. Por lo ya visto, la diferencia entre conectarse en la subestación de Jinámar y Cinsa es importante, siendo la primera un nudo de generación. Como la diferencia en longitudes no es importante en los costes de ambos proyectos, se preferirá la alternativa de Jinámar a la de Cinsa. Sólo en el caso de que se plantee la interconexión en HVDC-VSC, en cuyo caso hace falta construir una nave individual, podría

tomarse en consideración la segunda opción. En lo que sigue, se descarta la opción a Cinsa (Playa de la Salineta).

Un caso análogo a lo descrito en el párrafo anterior ocurre entra las opciones hacia Arinaga y Bco. Tirajana. En este caso, la diferencia es de 8.3 kilómetros, una diferencia más significativa. Sin embargo, teniendo presente que la zona de Bco. Tirajana ya está entropizada eléctricamente y que su tramo subterráneo es menos problemático, se descarta a partir de ahora la opción hacia Arinaga (Playa de Vargas).

La diferencia de longitudes entre las alternativas a Jinámar y a Bco. de Tirajana es de 9.3 kilómetros. Teniendo presente la equivalencia eléctrica entre ambos puntos, en cuanto a número de posiciones de línea y de generación en ambas subestaciones, elegir entre uno de los dos puntos debe atender únicamente a criterios económicos y estratégicos.

En la figura se muestra cúal es la composición del lecho marino a través del canal entre Fuerteventura y Gran Canaria. Se observa que hay zonas en donde no hay definido ningún tipo de suelo, pero parece que todo el fondo a profundidades mayores de 200-300 metros es eminentemente arenoso. En la zona suroeste de Fuerteventura, una zona denominada El Banquete, cuya profundidad es menor de 100 metros, hay un gran tramo de gravas. No obstante, tal y como se mostró en el capítulo 3, es posible abrir un zanja en este terreno mediante arados, cortador de rocas submarino, o bien colocarle células de acero, ya que la profundidad durante ese tramo es reducida.

En las figuras 8.6, 8.15, 8.16 y 8.17 se muestra la composición de fondos para las llegadas a la costa en los distintos puntos propuestos.

La llegada al Barranco del Vachuelo, arribada hacia la subestación de Matas Blancas, es totalmente arenosa, exceptuando una pequeña zona de grava. La llegada hacia el este del Puerto de Morro Jable es mayoritariamente arenosa, exceptuando la arribada a la costa, que tiene una franja de unos 500 metros de rocosidades.

En la llegada hacia la C.T. Jinámar hay tres zonas a medida que se aproxima el trazado al punto de arribada: una zona de 2 kilómetros de grava, otra zona arenosa de 1 kilómetro y una última franja de 500-800 metros de rocosidades, dependiendo del punto exacto de arribada. La llegada hacia la C.T. Bco. de Tirajana es arenosa, exceptuando una franja de rocas intermedia de 200 metros de ancho.

Se debe tener presente que la alternativa desde Jinámar ha de cruzar el cable submarino de telecomunicaciones SAT-3, y la alternativa desde Bco. Tirajana debe cruzar el SAT-3, BRACAN y TRANSCAN 2 - S1. Además, si el cable llegase al Bco. del Vachuelo, debería cruzar el TRANSCAN 2 - S1, a la altura de Morro Jable. Ver figura 4.10.

8.5 Corredor entre Gran Canaria y Tenerife

La posibilidad de interconectar Gran Canaria y Tenerife representa un muy interesante reto, está situado fuera de los límites técnicos actuales, pero permitiría interconectar dos sistemas eléctricos cuya potencia demandada total sería el doble de la individual. Aunque la batimetría, ver figura 8.18, muestra que la profundidad máxima en la mejor de las rutas posibles es de unos 2300 metros, no cabe duda de que los principales fabricantes de cables submarinos de energía eléctrica están trabajando para que cada vez la instalación a mayor profundidad sea posible.

Lugar	Latitud	Longitud
Matas Blancas (Bco. del Vachuelo)	28.108224	-14.267857
Jandía (Morro Jable)	28.049500	-14.352110
PC 1	28.090000	-14.260000
PC 2	28.038000	-14.310000
PC 3	28.038000	-14.360000
PC 4	28.038000	-15.020000
C.T. Jinámar (Playa del Cernícalo)	28.045009	-15.414389
Cinsa (Playa de la Salineta)	27.982717	-15.377963
Arinaga (Playa de Vargas)	27.883668	-15.392625
C.T. Bco. Tirajana	27.802519	-15.433422

Tabla 8.2: Puntos de control de los trazados propuestos Fuerteventura - Gran Canaria

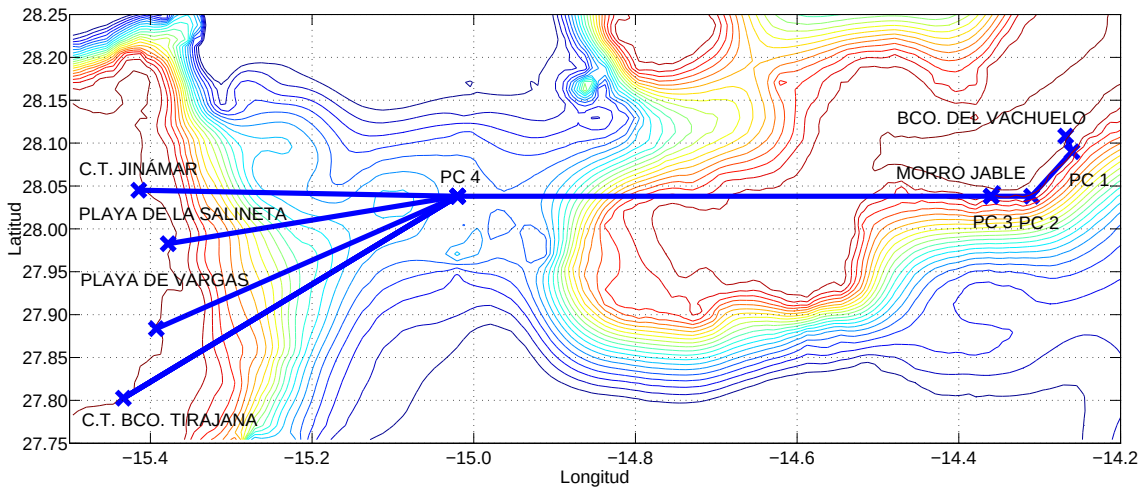


Figura 8.11: Batimetría con los trazados propuestos Fuerteventura - Gran Canaria (isóbatas 100 metros)

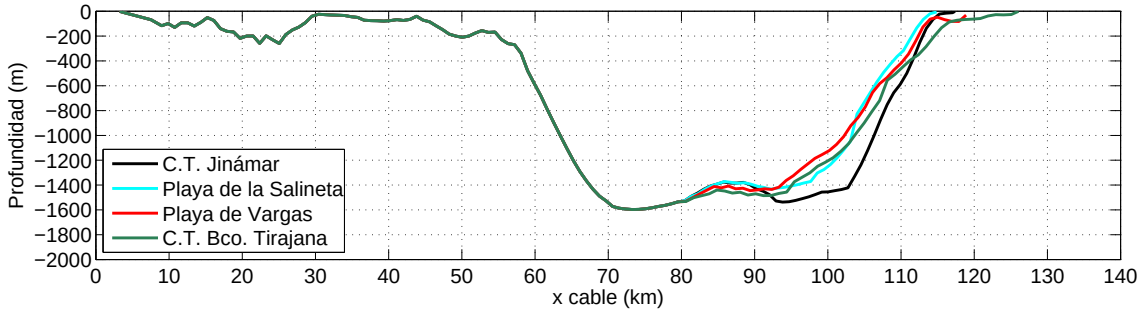


Figura 8.12: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en el Bco. del Vachuelo

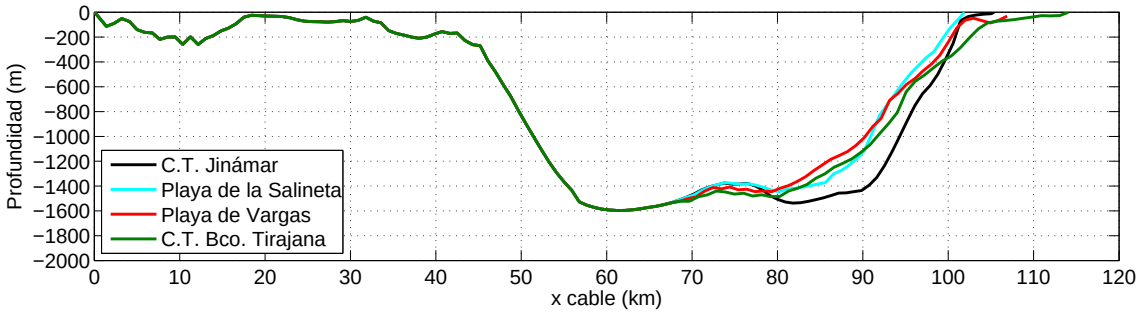


Figura 8.13: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en Morro Jable

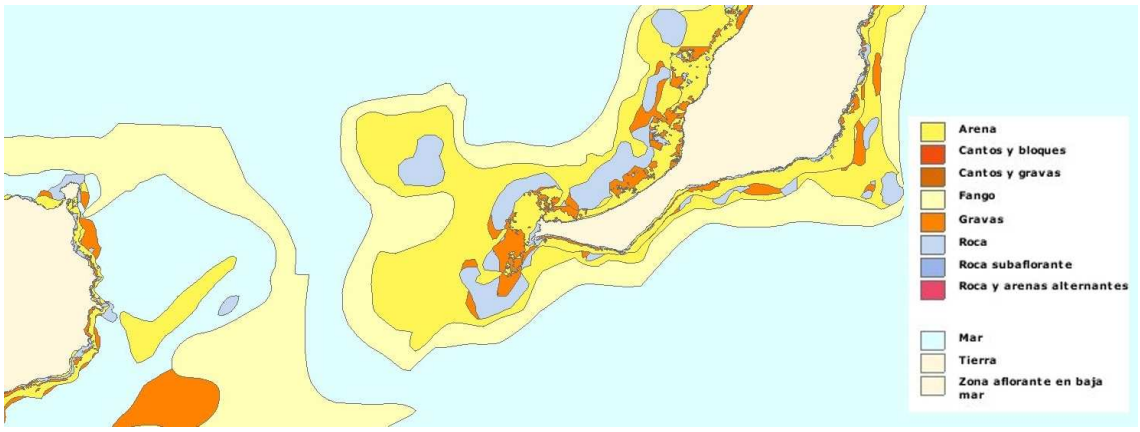


Figura 8.14: Composición del fondo en la zona entre Fuerteventura y Gran Canaria, [46]

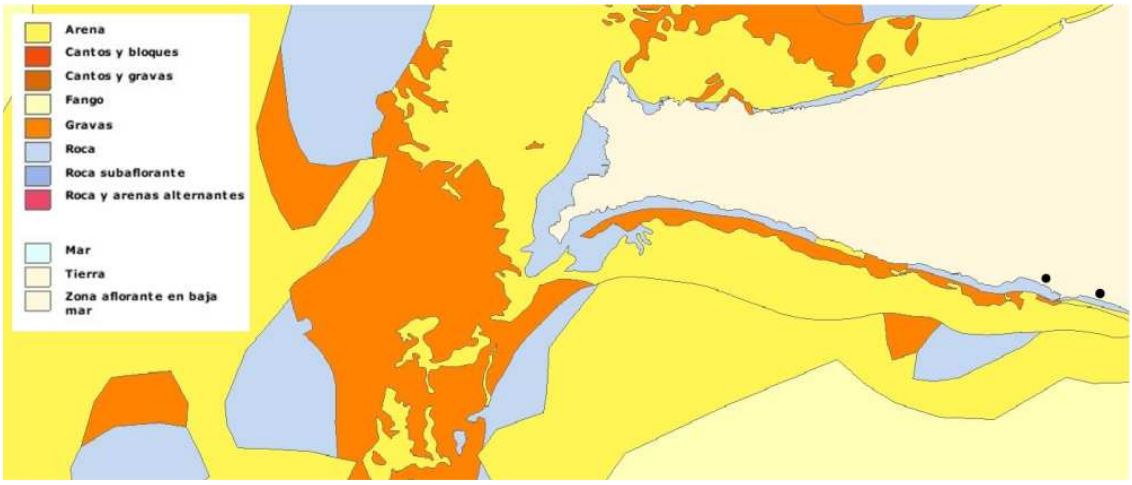


Figura 8.15: Composición del fondo en la arribada a Jandía (Morro Jable), [46]

Fuerteventura	Gran Canaria	Longitud trazado km
Morro Jable	C.T. Jinámar	105.9
Morro Jable	Playa de la Salineta	102.9
Morro Jable	Playa de Vargas	106.9
Morro Jable	C.T. Bco. Tirajana	115.2
Bco. del Vachuelo	C.T. Jinámar	117.9
Bco. del Vachuelo	Playa de la Salineta	114.9
Bco. del Vachuelo	Playa de Vargas	118.9
Bco. del Vachuelo	C.T. Bco. Tirajana	127.2

Tabla 8.3: Longitudes de los trazados submarinos propuestos para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria

A pesar de que actualmente no sea factible la materialización de un proyecto de estas características, se va a estudiar las posibilidades de establecer un trazado para cubrir el espacio submarino entre las dos islas.

Según se vio en la sección 5.7, los puntos de las arribadas de los cables pueden ser, en Gran Canaria: la Playa de La Aldea (futura subestación de La Aldea) o en la desembocadura del Barranco de Arguineguín (subestación de Santa Águeda) en Gran Canaria; en Tenerife: al norte de la C.T. Candelaria, la Playa de la Punta de Abona (cercana a la subestación Arico) o en la playa al norte de la C.T. Granadilla en Tenerife.

Si se observa la batimetría de la figura 8.18, se puede ver que hay varias alternativas para cruzar las tres montañas submarinas que necesariamente se tienen que cruzar en cualquier trazado de mínima profundidad. Se ha optado por evitarlas de manera que quede la ruta más sencilla. Los puntos de control del trazado que se propone se muestran en la tabla 8.4.

Lugar	Latitud	Longitud
La Aldea (Playa de la Aldea)	27.999851	-15.819091
Santa Águeda (Bco. de Arguineguín)	27.755791	-15.679468
PC 1	27.740000	-15.720000
PC 2	27.940000	-15.920000
PC 3	28.012500	-16.070000
PC 4	28.070000	-16.200000
C.T. Candelaria	28.382647	-16.355972
Arico (Playa de la Punta de Abona)	28.152612	-16.432225
C.T. Granadilla	28.087586	-16.491161

Tabla 8.4: Puntos de control de los trazados propuestos Gran Canaria - Tenerife

Los trazados resultantes sobre el mapa batimétrico se muestran en la figura 8.19. Los perfiles longitudinales de los trazados resultantes se muestran en las figuras 8.20 y 8.21. Se observa que la profundidad máxima alcanzada es de 2270 metros, mientras que las longitudes de los distintos trazados se muestran en la tabla 8.5.

La diferencia en longitudes entre las dos salidas desde Gran Canaria es de 26.2 kilómetros. Esto significa que un proyecto análogo para los dos puntos de llegada sería significativamente más costoso. Actualmente se tiene en fase de proyecto la autovía que conectará La Aldea

Gran Canaria	Tenerife	Longitud trazado km
Playa de la Aldea	C.T. Candelaria	76.8
Playa de la Aldea	Playa de la Punta de Abona	63.8
Playa de la Aldea	C.T. Granadilla	68.0
Bco. de Arguineguín	C.T. Candelaria	103.0
Bco. de Arguineguín	Playa de la Punta de Abona	89.9
Bco. de Arguineguín	C.T. Granadilla	94.2

Tabla 8.5: Longitudes de los trazados submarinos propuestos para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria

con la red de autovías de Gran Canaria, de manera que el acceso a este punto no representa un problema mayor de logística. Por otro lado, la conexión en Santa Águeda es más favorable desde el punto de vista eléctrico, ya que es un nudo más rígido que el de La Aldea.

Hay que tomar en consideración que los cables en la ruta a Santa Águeda pasan por una zona LIC, ver figura 4.9, de manera que sería preferible no utilizarla. Sin embargo, otros proyectos, como puede ser el de la interconexión de España con Marruecos, pasa por una zona LIC también. En el supuesto caso de elegir la opción Santa Águeda, será necesario hacer un estudio de mitigación de los impactos del cable, si bien éstos no irían más allá del efecto térmico sobre el terreno y la destrucción de pequeñas franja de terreno para el enterramiento del cable.

La diferencia en longitudes entre las opciones de conexión en Tenerife son 13 kilómetros entre C.T. Candelaria y la Punta de Abona, y 4.2 kilómetros entre la Punta de Abona y C.T. Granadilla. La poco significativa diferencia en costes que tendrían las opciones de C.T. Granadilla y Punta de Abona sugiere tomar la primera opción de forma preferente, ya que es una zona ya entropizada eléctricamente y el nudo ms rígido del sistema. La diferencia de longitudes entre C.T. Candelaria y C.T. Granadilla sí es relevante, además ambos nudos tienen un valor aproximadamente similar en cuanto a su disposición dentro de la red eléctrica de Tenerife.

Por tanto, queda para análisis posteriores las opciones de La Aldea y Santa Águeda en Gran Canaria, y C.T. Granadilla en Tenerife. En las figuras 8.22, 8.23 y 8.24 se muestra la composición de fondos para las llegadas a la costa en los distintos puntos propuestos.

La salida por la Playa de la Aldea se muestra totalmente arenosa, mientras que la salida por el Bco. de Arguineguín hay una pequeña franja de 500 metros de roca para después también llegar a una zona arenosa. Si se extrapola lo visto en toda la costa suroeste y oeste de Gran Canaria, toda la zona es arenosa. En el tramo de enlace con Tenerife se desconoce la composición del fondo, pero por lo mostrado en la batimetría, podría tratarse de zona también arenosa, exceptuando las montañas submarinas.

En la llegada al norte de la C.T. Granadilla se ve una franja continua de 1 kilómetro de roca. Más allá de esta franja no está definido el tipo de suelo que se tiene. Por lo abrupto de la batimetría, podría deducirse que hay zonas rocosas alternándose con arenosas, del mismo estilo al que se hallan en las costas este de Gran Canaria.

Como se pudo mostrar en el capítulo 4, existen dos cables submarinos de telecomunicaciones que deben ser protegidos para poder pasar los posibles cables de energía eléctrica. Si se revisa la figura 4.10, éstos on la extensión del PENCAN 5 y el PENCAN 6.

8.6 Corredor entre Tenerife y La Gomera

La batimetría entre Tenerife y La Gomera, figura 8.25, muestra que existe un posible corredor cuya profundidad máxima está en torno a los 1000 metros y cuya longitud aproximada es de unos 30 kilómetros. Estos datos iniciales muestran que la posibilidad técnica de la interconexión entre estas islas es muy alta, de acuerdo a los precedentes de instalaciones que se mostraron en el capitulo 3.

En la sección 5.7 se llegó a la conclusión de que las subestaciones más adecuadas en la isla de Tenerife eran Guía de Isora y Los Olivos. Estas subestaciones están a 5 y 3 kilómetros de la costa, respectivamente. Por tanto, necesitan tramos de enlace mediante línea aérea o subterránea. Los puntos de arribada en la costa propuestos son Playa la Arena (al sur del Puerto de Santiago) para la interconexión con la subestación de Guía de Isora, y Playa de Callado para la interconexión con la subestación de Los Olivos.

El punto de llegada de los cables a La Gomera se plantea en la parte oeste de la playa de San Sebastián de La Gomera, lugar muy cercano a la subestación El Palmar (aproximadamente 100 metros).

Se proponen los trazados mostrados en las figuras 8.26 y 8.27, cuyos puntos de control se presentan en la tabla 8.6. El trazado desde Playa la Arena hasta La Gomera es bastante directo, desde la salida hacia el este, llegando al punto de mínima profundidad posible, y luego derivando hacia San Sebastián de La Gomera. Para el trazado desde Playa de Callado, se proponen dos alternativas, o bien un trazado de mínima longitud (línea recta), o bien un trazado minimizando la profundidad.

Todos los trazados pasan necesariamente por la zona ZEC Teno - Rasca (ZEC ES 7020017), que ocupa la mitad oriental de todos los trazados, ver figura 4.9. Esto quiere decir que se tendrá que estudiar el impacto de la instalación sobre el medio marino, justificando y estableciendo medidas mitigadoras en el caso de que hubiere impacto negativo.

Las características destacadas de los diferentes trazados son: 34.3 kilómetros de longitud y una profundidad máxima de 1025 metros para el trazado desde Playa la Arena, 41.7 kilómetros de longitud y una profundidad máxima de 1200 metros para el trazado largo desde Playa de Callado, y por último 34.4 kilómetros de longitud y 1735 metros de profundidad para el trazado corto desde Playa de Callado.

Por tanto, la mejor opción es la salida desde Guía de Isora a través de Playa la Arena hasta El Palmar. El trazado desde Los Olivos a través de Playa de Callado es siempre un proyecto más costoso, siendo el trazado largo (41.7 kilómetros) el único concebible. En comparación con la opción de Guía de Isora, el trazado largo desde Los Olivos tiene un 24 % de longitud, y un aumento del coste algo mayor que este porcentaje. Sólo en el caso que se desee construir un segundo circuito con subestación diferente al primero, la opción desde Los Olivos puede ser tomado en consideración.

En las figuras 8.28, 8.29 y 8.30 se muestra la composición de los fondos en las llegadas a las zonas de arribada de los cables.

La arribada en Playa la Arena tiene una franja rocosa de 1 kilómetro, y luego continua mar adentro en forma arenosa. Parece razonable que el canal entre las islas sea también arenoso, ya que presenta un perfil suave. Toda la costa de La Gomera tiene una franja de 1-2 kilómetos de zona rocosa, más allá de esta franja se desconoce la composición, pero como ya se dijo, es razonable pensar que sea arenoso. La arribada en Playa de Callado tiene también una franja

rocosa de 1 kilómetro aproximadamente, no estando definida la composición más allá de ésta.

8.7 Conclusiones

En este punto se han conseguido concretar las distintas propuestas presentadas en el capítulo 5. Desde un punto de vista técnico, las distintas interconexiones y trazados propuestas son alcanzables actualmente, exceptuando la interconexión Gran Canaria - Tenerife, ver capítulo 3.

No se ha incluido el trazado directo Marruecos - Gran Canaria, ya que se compone de los trazados Tarfaya - Matas Blancas hasta unos 2 kilómetros fuera de la costa, y después continúa con el trazado Matas Blancas - Bco. Tirajana. Si la estación de conversión se situara en Jandía, la entrada/salida de los cables se realizaría en la arribada definida para Jandía, y análogamente si se situara en Matas Blancas.

En la tabla 8.7 se muestran todos los proyectos y trazados posibles, destacándose las magnitudes más relevantes de los perfiles longitudinales, la longitud y la profundidad máxima de cada trazado.

Sub. origen	**Sub. destino**	**Tramo**	**Longitud** km	**Prof. máx.** m
Interconexión Marruecos - Fuerteventura				
Tarfaya	Las Salinas	Aéreo	15.0	-
		Submarino	109.5	1278
		Subterráneo	0.2	-
Tarfaya	Gran Tarajal	Aéreo	15.0	-
		Submarino	111.2	1550
		Subterráneo	3.0	-
Tarfaya	Gran Tarajal	Aéreo	15.0	-
		Submarino	129.1	1281
		Subterráneo	3.0	-
Tarfaya	Matas Blancas	Aéreo	15.0	-
		Submarino	133.0	1586
		Subterráneo	2.2	-
Interconexión Marruecos - Gran Canaria				
Tarfaya	Bco. Tirajana	Aéreo	15.0	-
		Submarino	259.0	1597
		Subterráneo	1.0	-
Interconexión Fuerteventura - Gran Canaria				
Matas Blancas	Jinámar	Subterráneo	2.2	-
		Submarino	117.9	1597
		Subterráneo	0.3	-
Matas Blancas	Bco. Tirajana	Subterráneo	2.2	-
		Submarino	127.2	1597
		Subterráneo	1.0	-
Jandía	Jinámar	Subterráneo	1.0	-
		Submarino	105.2	1597
		Subterráneo	0.3	-

Tabla 8.7: Continúa

Sub. origen	**Sub. destino**	**Tramo**	**Longitud** km	**Prof. máx.** m
Jandía	Bco. Tirajana	Subterráneo	1.0	-
		Submarino	115.2	1597
		Subterráneo	1.0	-
Interconexión Gran Canaria - Tenerife				
La Aldea	Granadilla	Subterráneo	3.0	-
		Submarino	68.0	2270
		Subterráneo	1.0	-
Santa Águeda	Granadilla	Subterráneo	2.0	-
		Submarino	94.2	2270
		Subterráneo	1.0	-
Interconexión Tenerife - La Gomera				
Guía de Isora	El Palmar	Subterráneo/Aéreo	5.0	-
		Submarino	34.3	1025
		Subterráneo	0.2	-
Los Olivos	El Palmar	Subterráneo/Aéreo	2.7	-
		Submarino	41.7	1200
		Subterráneo	0.2	-

Tabla 8.7: Trazados posibles de los proyectos a estudiar

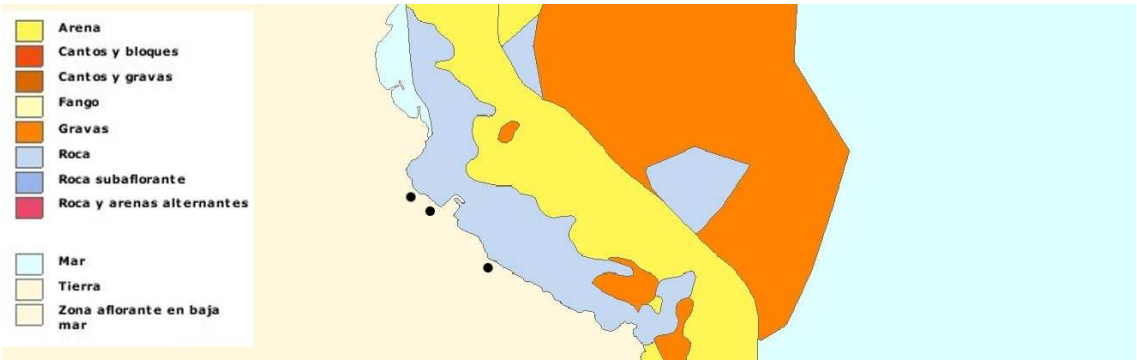


Figura 8.16: Composición del fondo en la arribada a C.T. Jinámar, [46]

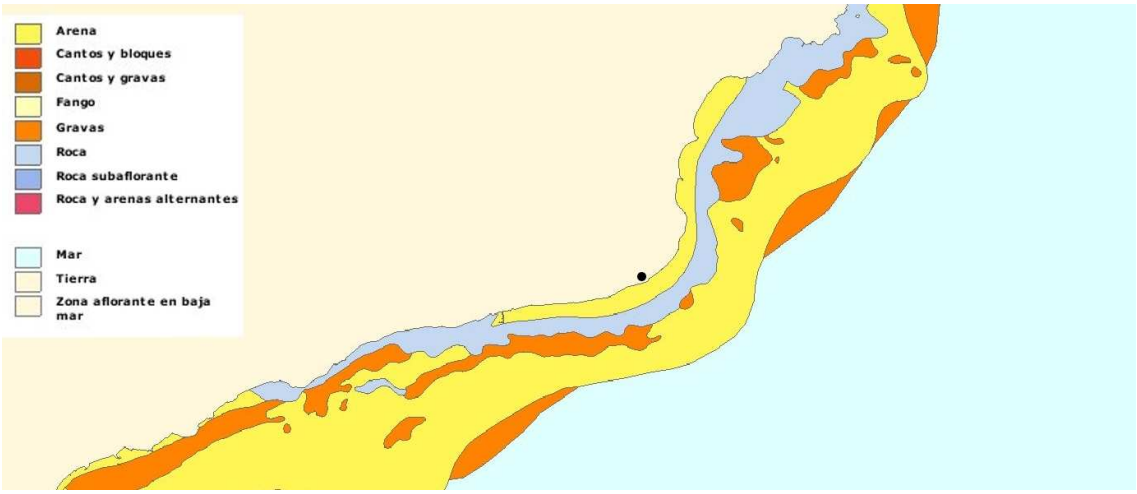


Figura 8.17: Composición del fondo en la arribada a C.T. Bco. Tirajana, [46]

Lugar	Latitud	Longitud
Guía de Isora (Playa la Arena)	28.229797	-16.841025
Los Olivos (Playa de Callado)	28.110798	-16.763635
PC 1	28.110000	-16.780000
PC 2	28.200000	-16.930000
PC 3	28.229797	-16.950000
PC 4	28.080000	-17.100000
S.S. de la Gomera	28.086248	-17.113997

Tabla 8.6: Puntos de control de los trazados propuestos Tenerife - La Gomera

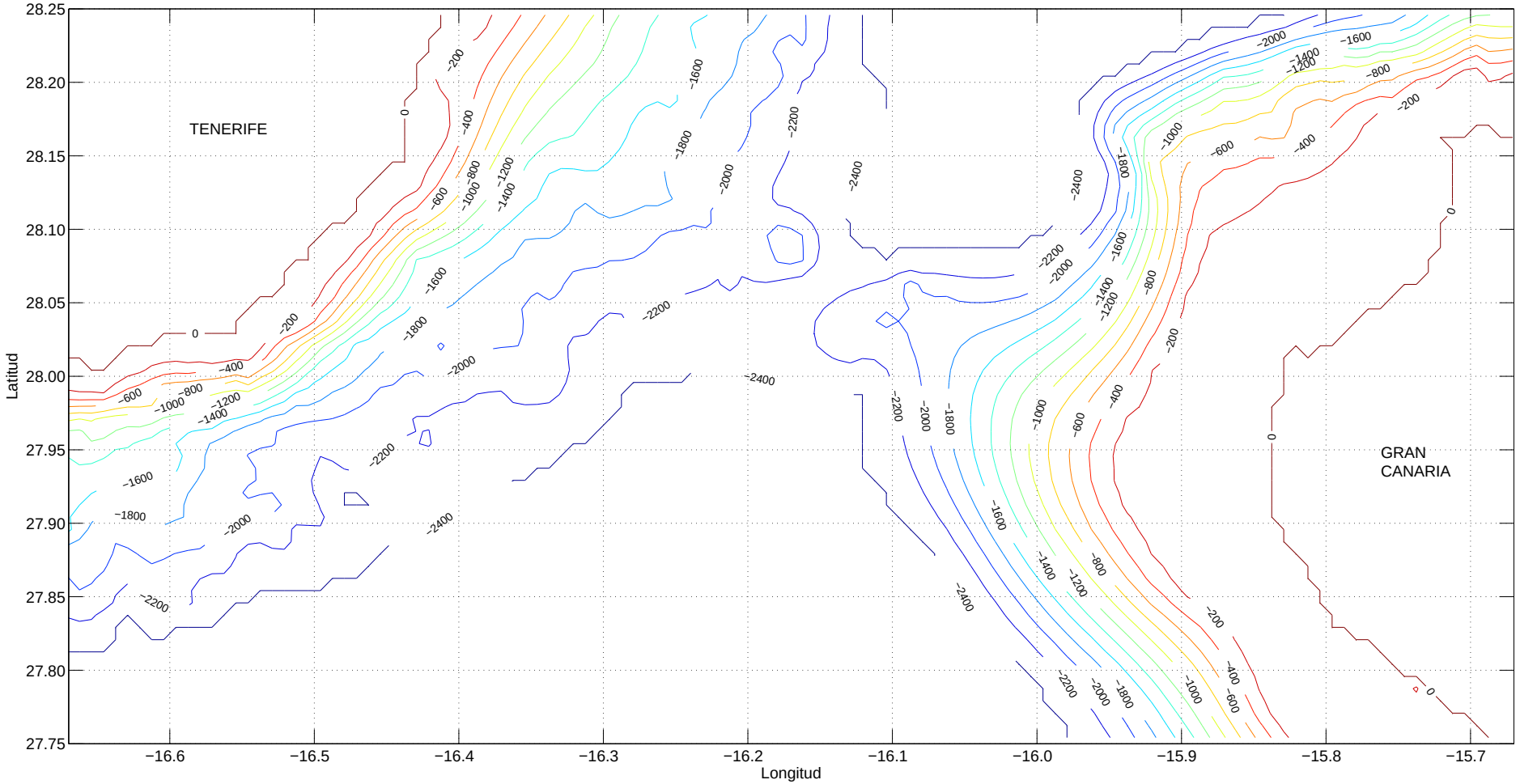


Figura 8.18: Batimetría de la zona entre Gran Canaria y Tenerife, acotada entre 0 y -2400 metros

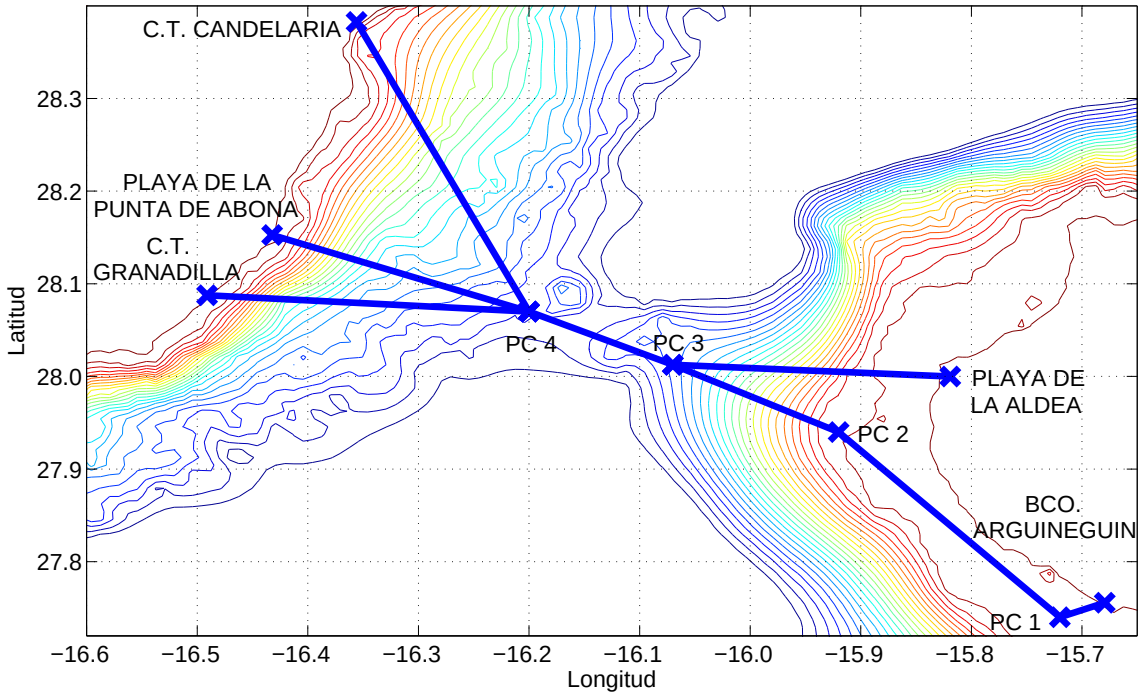


Figura 8.19: Batimetría con los trazados Gran Canaria - Tenerife (isóbatas 100 metros)

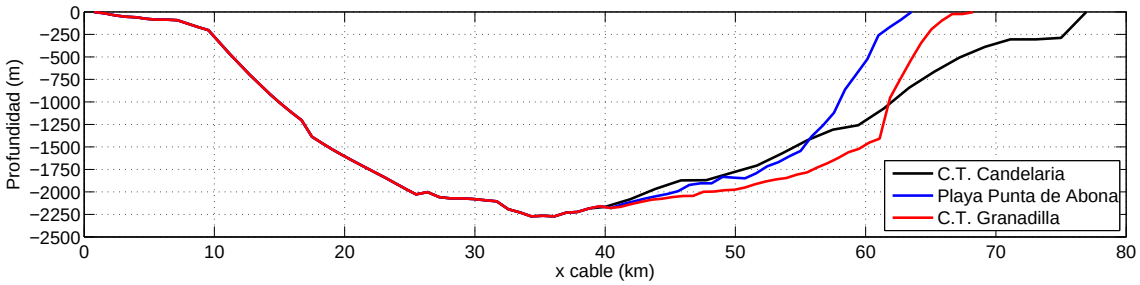


Figura 8.20: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en La Aldea (Playa de la Aldea)

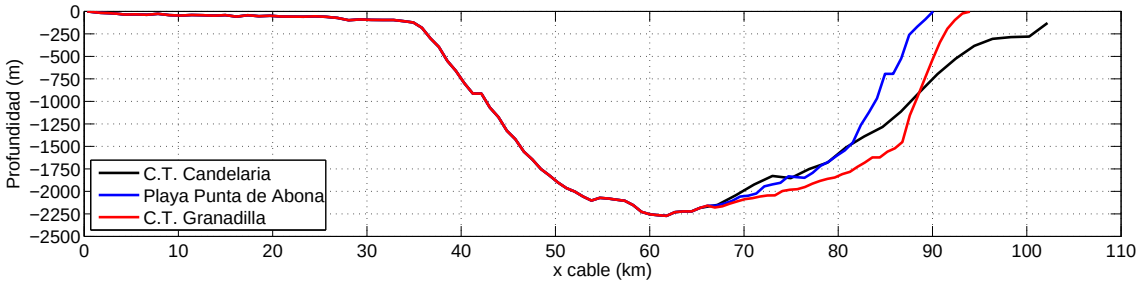


Figura 8.21: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos con salida en Santa Águeda (Bco. Arguineguín)

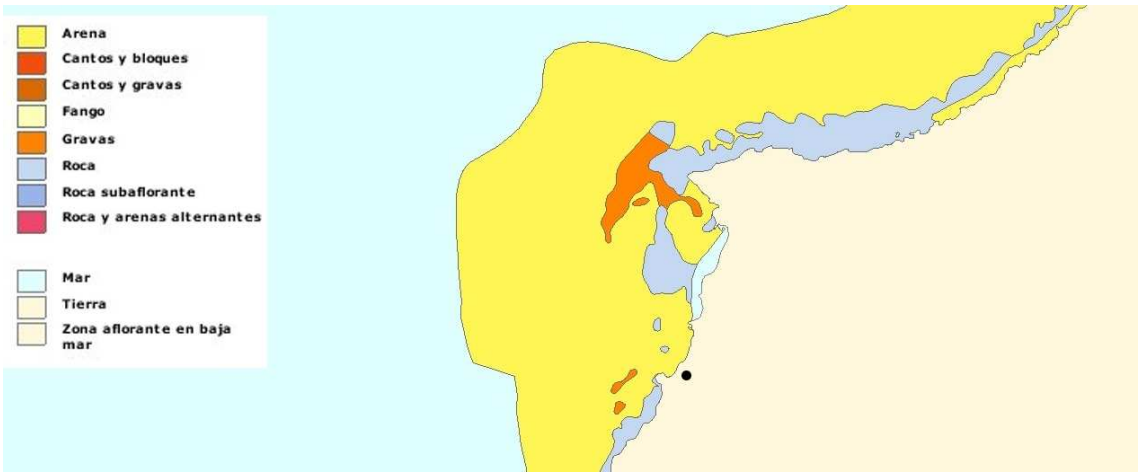


Figura 8.22: Composición del fondo en la arribada a La Aldea (Playa de la Aldea), [46]

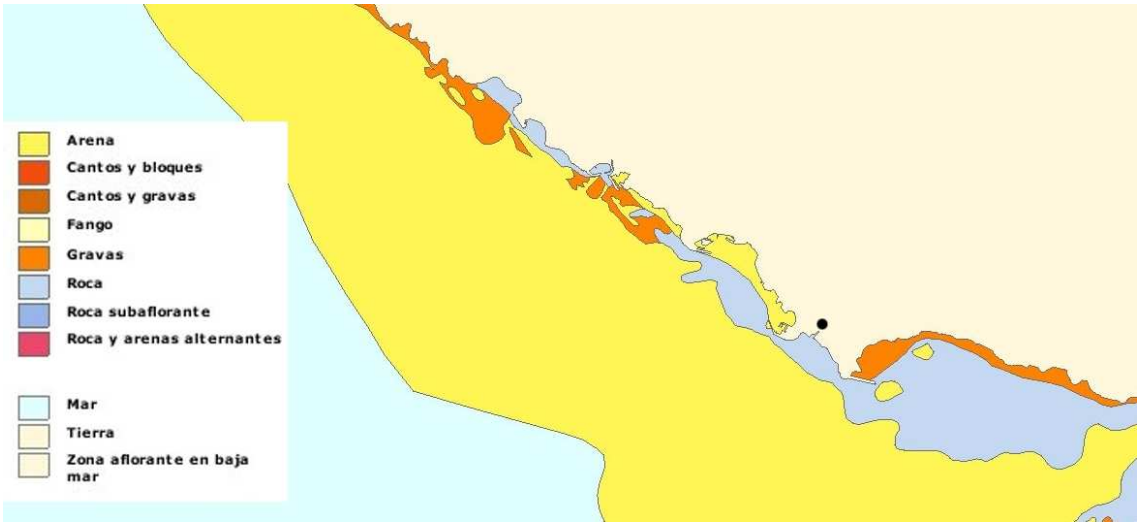


Figura 8.23: Composición del fondo en la arribada a Santa Águeda (Bco. Arguineguín), [46]

Figura 8.24: Composición del fondo en la arribada a C.T. Granadilla, [46]

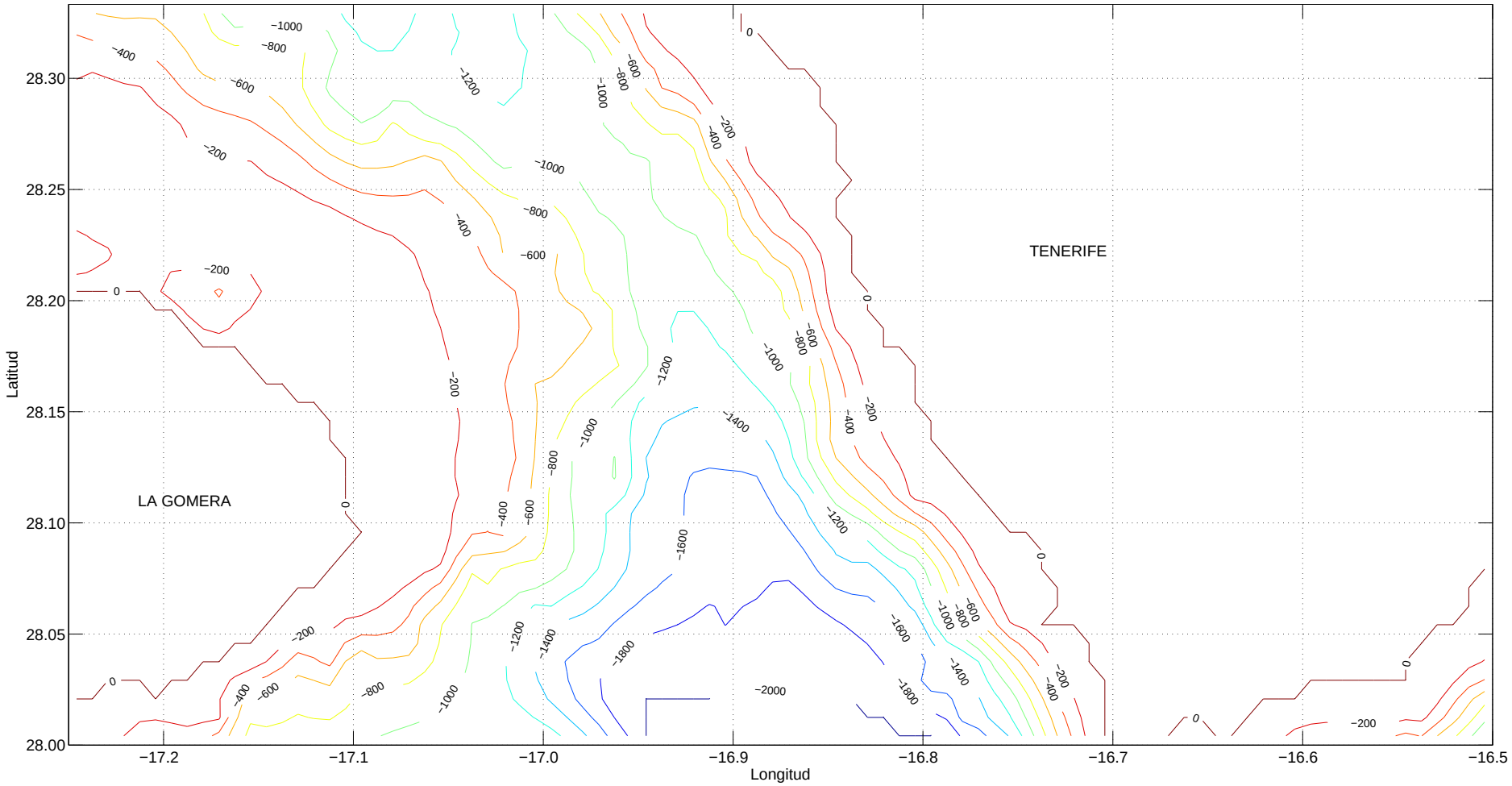


Figura 8.25: Batimetría de la zona entre Tenerife y La Gomera, acotada entre 0 y -2000 metros

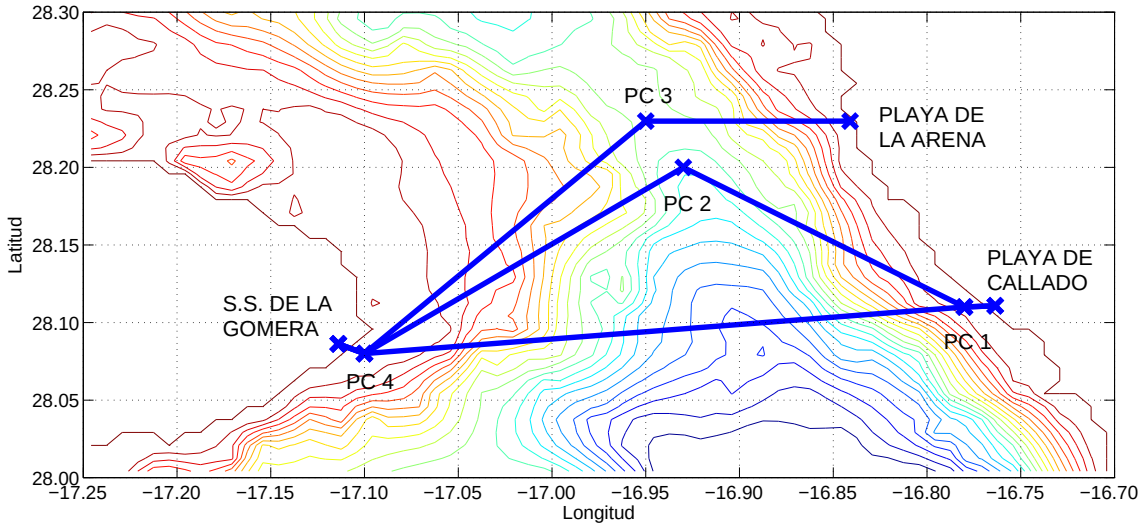


Figura 8.26: Batimetría con trazados propuestos Tenerife - La Gomera (isóbatas 100 metros)

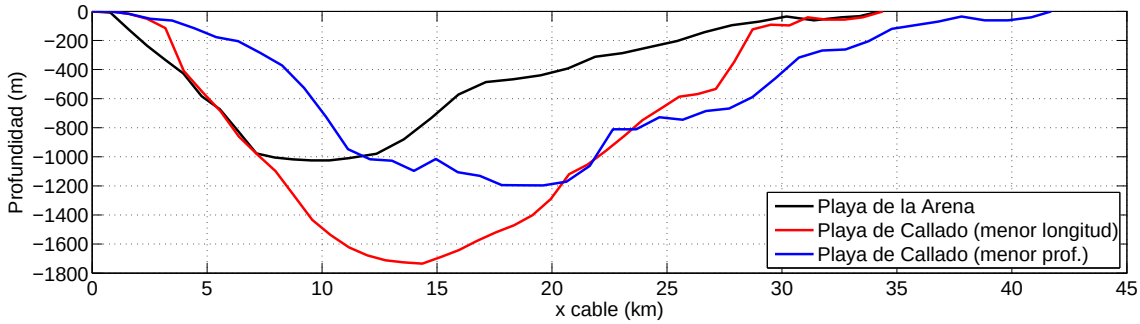


Figura 8.27: Perfiles longitudinales de los trazados propuestos Tenerife - La Gomera

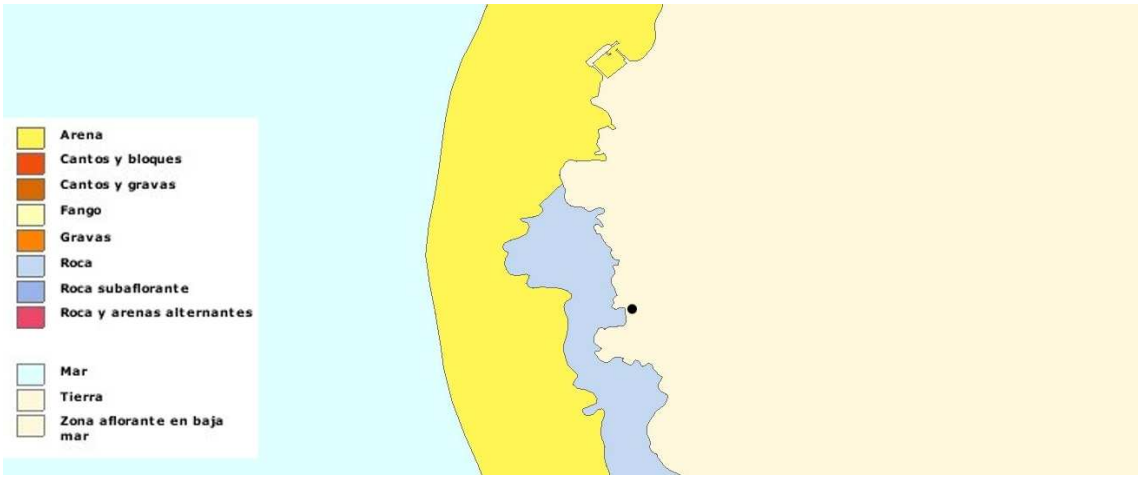


Figura 8.28: Composición del fondo en la arribada Guía de Isora (Playa la Arena), [46]

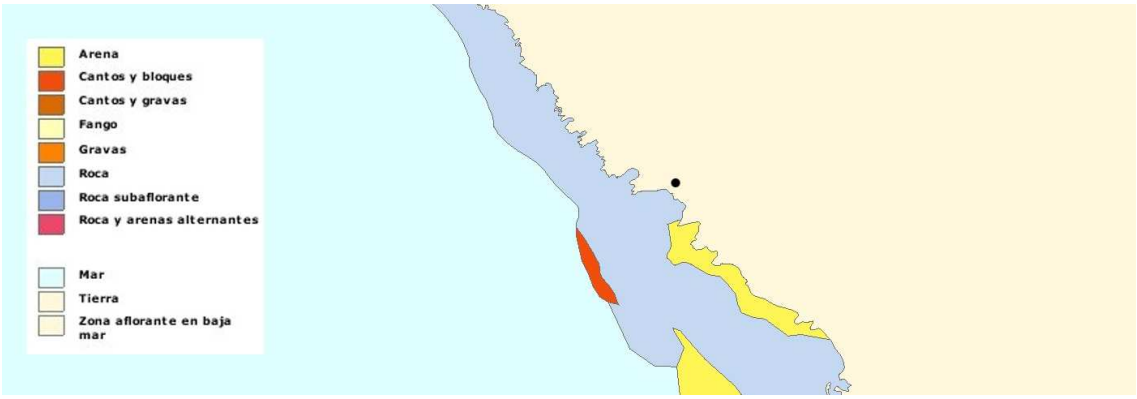


Figura 8.29: Composición del fondo en la arribada a Los Olivos (Playa de Callado), [46]

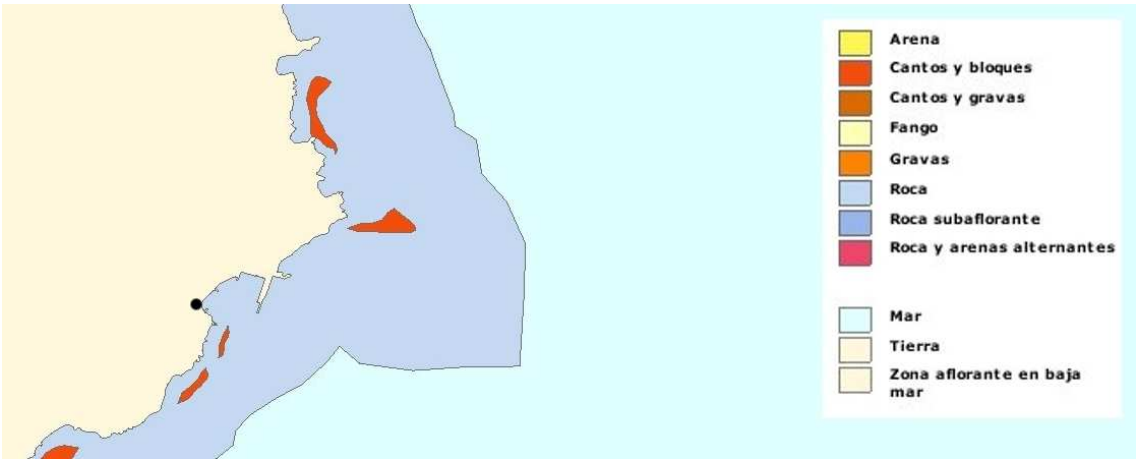


Figura 8.30: Composición del fondo en la arribada a El Palmar, [46]

Capítulo 9

Dimensionamiento de las interconexiones

En este capítulo se da un paso adelante en las propuestas que han ido desarrollándose a través de los capítulos 4, 5 y 8. Aquí se establecen las propuestas a evaluar en el capítulo 10: puntos de interconexión, formas de transporte, tensión y potencia.

Para ello, primero se genera el conjunto de propuestas preliminares. Para dichas propuestas se prediseñarán los cables submarinos, que son los elementos vitales de las interconexiones y el centro de atención del presente estudio. Seguidamente se comparan las distintas propuestas preliminares teniendo en cuenta los resultados obtenidos al prediseñar los cables, estableciéndose así las propuestas definitivas. Por último, se establece la hoja de ruta a seguir para incorporar las propuestas definitivas en un marco espacio-temporal adecuado.

9.1 Introducción

El conjunto de interconexiones propuestas en este estudio se pueden sintetizar en la figura 9.1.

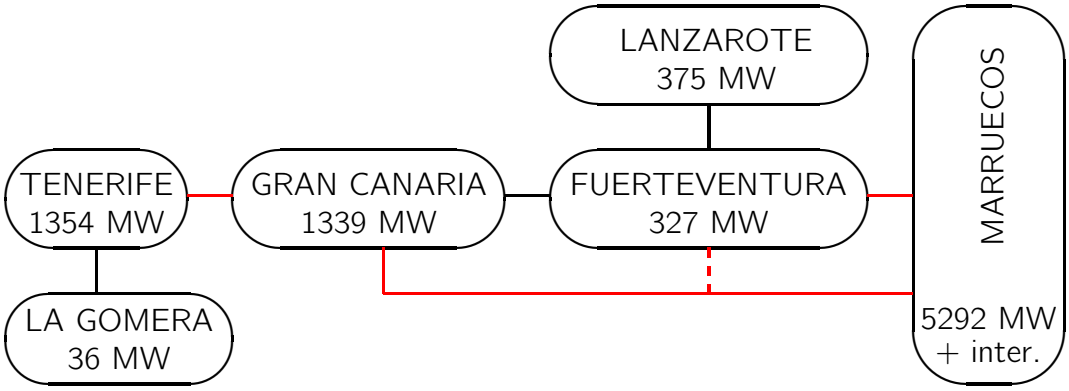


Figura 9.1: Sistemas eléctricos, potencias térmicas instaladas e interconexiones propuestas hasta este punto. En negro proyectos factibles para 2016, en rojo proyectos posibles más allá de 2021

Se observa que si se materializasen todas las propuestas, horizonte 2021, se tendrían interconectados todos los sistemas eléctricos de las Islas Canarias (exceptuando El Hierro y La Palma) con Marruecos, y por ende, con los sistemas norteafricanos y europeos. En la figura se puede diferenciar el tamaño de cada sistema en base a la potencia eléctrica de origen térmico instalada en cada uno.

La Gomera es un sistema muy pequeño, que desde el punto de vista del sistema de Tenerife,

representaría simplemente una ampliación de la red. El sistema Lanzarote - Fuerteventura, caracterizado por contar ya con una interconexión y una ampliación planificada de ésta, tiene, en conjunto, un tamaño aproximadamente igual a la mitad de Gran Canaria o Tenerife.

Por todo ello, el eje de mayor relevancia lo representan las interconexiones longitudinales: Marruecos - Fuerteventura y/o Marruecos - Gran Canaria, Fuerteventura - Gran Canaria, y Gran Canaria - Tenerife. La interconexión Fuerteventura - Lanzarote permite establecer un sistema más robusto, fiable y económico. La interconexión Tenerife - La Gomera permitiría sustituir de forma total o parcial la cara generación térmica local en La Gomera.

Así, para el hipotético caso de operación de todos los sistemas eléctricos involucrados, se deben separar 4 áreas de control: Marruecos (operada por ONE[1]), Lanzarote - Fuerteventura (operada por REE[2]), Gran Canaria (operada por REE) y Tenerife - La Gomera (operada por REE). Cada área estaría unida por las citadas interconexiones longitudinales.

Hasta este punto del estudio, para cada una de las interconexiones se tienen definidos varios proyectos al siguiente nivel: puntos de interconexión, arribadas de los cables y trazados. A modo de conclusión del capítulo 8, se construyó la tabla 8.7, en donde se muestran las características de dichos proyectos y las posibles opciones.

Una vez se han generado todos los posibles proyectos en cuanto a los trazados, se deben decidir los parámetros eléctricos principales de dichas interconexiones: potencia de interconexión, tensión y forma de tranporte de potencia. Eso es lo primero que se va a realizar en este capítulo.

El parámetro fundamental en una interconexión es su capacidad de transporte, a partir de ésta, se derivan el resto. Los criterios y limitaciones para establecer dicha potencia son variados, y pueden provenir desde el ámbito técnico hasta el ámbito estratégico y/o económico. A continuación, exponemos aquellos que sirven de referencia para el presente estudio:

Criterio de potencia de interconexión entre países Como ya se comentó en el apartado 1.2, en el Consejo Europeo de Barcelona de 2002 se acordó: *Asumir el objetivo de que los Estados miembros deberán tener para 2005 un nivel de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada. Las necesidades de financiación deberán cubrirse principalmente gracias a las empresas implicadas.* El valor resultante de este criterio es relevante para el caso de la interconexión con Marruecos, ante el proceso de convergencia Mediterránea (proyectos MEDRING y EUMENA).

Criterio basado en reservas de potencia REE establece que siempre que las condiciones técnicas lo permitan, la reserva de regulación secundaria a subir debe ser mayor o igual al 100 % de la mayor potencia neta asignada a un generador de entre los programados en dicho periodo horario (ver sección 7.6 para más detalles). Se puede elegir para la interconexión una potencia que cubra la totalidad o parte de esta reserva para el sistema más débil.

Criterio económico Se deben comparar los costes de inversión y operación frente a los ingresos (reales y ficticios) derivados de ella a medida que aumenta la capacidad de transporte. Se alude a ingresos ficticios en términos de disminución de costes con respecto a la inexistencia de la interconexión (costes evitados). No siempre un aumento de la capacidad de transporte conlleva un aumento de beneficios aparejado, existiendo cierta saturación del beneficio, con lo cual debe establecerse una capacidad de transporte en cierto modo optimizada.

[1] Office National d'Electricité du Maroc
[2] Red Eléctrica de España

Un número importante de factores económicos deben ser tomados en cuenta para realizar esta evaluación económica. Los factores más influyentes son la diferencia en los costes de generación, las pérdidas en la transporte, la previsión del panorama energético y las inversiones adicionales previstas.

Limitaciones de evacuación de potencia En cada lado de la interconexión, las subestaciones tienen un límite de evacuación de potencia tanto debido a las condiciones en régimen estacionario como a la seguridad frente a contingencias. No obstante, se puede sobredimensionar dicha interconexión, esperando a que en el futuro pueda explotarse completamente.

Exigencias de los HVDC[3] clásicos En enlaces HVDC convencionales es necesaria la existencia de generación suficiente a ambos lados de la interconexión, de tal forma que la relación de cortocircuito efectiva, *Effective Short Circuit Ratio* o ESCR en inglés, definida como la relación entre la potencia de cortocircuito, incluyendo filtros y compensación propios, y la potencia nominal del convertidor, debe ser mayor que 2, [8].

$$ESCR = \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}] - S_{\text{condensadores}}\,[\text{MVAr}] - S_{\text{filtros}}\,[\text{MVAr}]}{P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}]} \tag{9.1}$$

También, según [73], la constante de inercia H_{CC} ha de tener un valor de al menos 2-3 segundos para una operación satisfactoria de la interconexión:

$$H_{CC} = \frac{\text{inercia CA rotatoria total}}{P_{\text{sistema HVDC}}} \quad \left[\frac{\text{MW}\cdot\text{s}}{\text{MW}}\right] \tag{9.2}$$

Una vez se ha asignado un valor de potencia a la interconexión, se debe elegir la tecnología a utilizar para dicha interconexión. En primer lugar, deben analizarse las alternativas en cuanto al transporte por corriente alterna o por corriente continua, ver sección 1.3.1. En cada caso, debe elegirse la configuración de la interconexión, para una interconexión en corriente alterna: número de circuitos; en caso de interconexión en corriente continua: tecnología y tipo de arquitectura a utilizar.

Los elementos centrales en las interconexiones submarinas son evidentemente los cables submarinos. El diseño de los cables submarinos es realizado por los fabricantes, usualmente a medida según las características del proyecto. Tras la definición del trazado, forma, tensión y potencia de transporte, el diseño de los cables está fuertemente condicionado a las características mecánicas que, como ya se dijo en el capítulo 3, dependen de las condiciones de instalación. Estas condiciones de instalación dependen no solo de la profundidad, sino que dependen de las condiciones meteorológicas previstas durante la ventana de tiempo de instalación, el barco cablero utilizado y los parámetros de tendido.

En definitiva, el diseño de cables submarinos está basado en la experiencia del fabricante, y no suelen ser diseños catalogados, a diferencia de cables subterráneos. Estas incertidumbres no modificarán significativamente los resultados de este trabajo, pues se diseñarán cables utilizando dimensionamientos típicos, normas aplicables a éstos, y características y elementos ya usados en proyectos anteriores.

Por ello, lo que se hará aquí será estimar las dimensiones principales del cable para que soporten las tensiones mecánicas, de acuerdo a lo visto en 3.3.2, de forma que se tenga una configuración del cable definida. Esto permite calcular la capacidad térmica del cable y sus parámetros eléctricos de forma suficientemente aproximada a lo que se daría en la realidad. Por tanto, cabe hablar aquí de un diseño preliminar o prediseño de los cables submarinos.

9.2 Establecimiento de propuestas preliminares

9.2.1 Interconexión Lanzarote - Fuerteventura

La potencia total de interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura se ha estado dimensionando para obtener un corredor único de potencia similar a los corredores interiores de las islas, de forma que la interconexión no suponga un cuello de botella significativo.

Según la planificación 2008-2016 [34], el corredor tendrá una capacidad de transporte de 304 MVA. Como ya se vio, se planea la adición de un circuito submarino a 132 kV de 120 MVA que complemente el cable actual de 66 kV de 64 MVA. De esta forma, la interconexión tendrá una potencia total de 184 MVA, un 60 % de la capacidad de transporte de los corredores eléctricos de las islas.

9.2.2 Interconexión Fuerteventura - Gran Canaria

La potencia de la interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria puede elegirse en función de varios criterios y direcciones de planificación a seguir.

La potencia del mayor grupo base de la isla de Gran Canaria es 80 MW, mientras que la potencia del mayor grupo base del sistema Lanzarote - Fuerteventura es 20 MW. Debido a la diferencia de tamaños entre los grupos de un sistema y otro, la solución más económica será probablemente que el sistema de Gran Canaria aporte su reserva al sistema Lanzarote - Fuerteventura, permitiendo que este último pueda operar con una muy reducida reserva propia. Asimismo, el flujo de potencias tenderá a ser en el sentido hacia el sistema Lanzarote - Fuerteventura.

Teniendo planificados 150 MW de potencia eólica en el horizonte 2016, las centrales convencionales del sistema de Lanzarote y Fuerteventura deberán ser capaces de satisfacer rampas horarias de incremento o decremento de potencia importantes: de menos de 45 MW más la variación de la demanda el 99 % de las ocasiones, y de menos de 23 MW el 90 % de las ocasiones; según lo que se vio en el apartado 7.4.1.4.

Si la interconexión se plantea únicamente como un medio para disminuir las reservas de potencia y ayudar en la integración de la energía eólica, la interconexión debe tener una potencia como mínimo de 20 MW. De esta manera, sería posible que la reserva del sistema Lanzarote - Fuerteventura fuese aportada íntegramente por la interconexión.

El tamaño y tecnologías de las unidades de producción convencionales en el sistema Lanzarote - Fuerteventura harán que, para hacer frente al requerimiento[4], sea necesario un número elevado de arranques/paradas de grupos. Sin embargo, con el respaldo de las unidades de generación de Gran Canaria, disponibles a través de la interconexión, se puede mantener la seguridad con un menor número de arranques/paradas y mejorar la economía del conjunto. Además, la variabilidad horaria extrema conjunta de la generación eólica se ve disminuida en un 25 %, de 150 MW a 110 MW, según se observa en la tabla 7.35.

En el caso de considerar dicha interconexión como suministro parcial permanente hacia el sistema de Lanzarote - Fuerteventura, lo cual podría ser lógico por razones de economías de escala, debe considerarse una potencia de interconexión mayor. Además, para cumplir este objetivo será deseable disponer de, al menos, dos circuitos, de tal forma que se cumpla el

[4] Demanda menos generación no gestionables (plantas eólicas y solares)

criterio N-1 en la propia interconexión.

Con un sólo circuito, por cada 1 MW que se transporte hacia uno de los sistemas, debe tenerse 1 MW de reserva en dicho sistema para cubrir el disparo del circuito de interconexión. Sin embargo, con dos circuitos, es posible llegar a transportar hasta un 50 % de la capacidad total de la interconexión, suponiendo que no hay restricciones técnicas adicionales. Así, ante el disparo de uno de los circuitos de la interconexión, el otro circuito llegaría a un 100 % de la capacidad, sin necesidad de aumentar la reserva en el sistema importador.

Las diferentes longitudes de los trazados, desde 105 hasta 127 kilómetros, hace que, aun siendo posible la interconexión en corriente alterna, la opción en continua pueda gozar de ciertas ventajas. El coste de ambos proyectos puede estar en un mismo orden de magnitud, ya que la longitud del trazado es aproximadamente igual a la distancia crítica, ver figura 1.10. Es por ello que se van a dividir las propuestas de interconexión en dos partes, aquellas en corriente alterna, y aquellas en corriente continua.

9.2.2.1 Interconexión en CA[5]

Dada la longitud de la interconexión, 100 kilómetros aproximadamente, las opciones en corriente alterna afrontan muchas dificultades. Por ello, el trazado más adecuado es aquel que minimiza la longitud y la profundidad máxima del trazado, es decir, el trazado Jinámar - Morro Jable.

Por un lado, la alta corriente reactiva que circularía por los cables provocarían pérdidas en vacío no desdeñables, dependiendo ésto básicamente de la tensión de servicio. Por otro lado, las caídas de tensión en carga serían considerables. Es por ello que la sección del conductor de fase debe ser lo suficientemente grande como para limitar tanto pérdidas (¡5 %) como caída de tensión (¡10 %).

Con todo ello, el diseño de cable más adecuado que se ha encontrado es el mostrado en el apartado 9.3.1, se trata de un cable unipolar de 400 mm^2 de tensión de servicio 132 kV, que conformando un circuito trifásico tiene aproximadamente una capacidad térmica de transporte de 100 MVA.

La tensión nominal de transporte se establece en 132 kV, por ser la tensión más adecuada para la potencia y longitud de la interconexión, y por ser la tensión de tranporte planificada en el sistema Lanzarote - Fuerteventura. Es necesario modificar la planificación 2008-2016 vigente y establecer que los dos circuitos Matas Blancas - Jandía sean a 132 kV, en vez de a 66 kV, véase plano **SE4**. Una tensión menor supone disminuir la capacidad de transporte, pero supone un incremento muy importante de las caídas de tensión. Menores secciones de cable hacen que las pérdidas resulten bastante superiores al 5 % establecido al principio.

En Gran Canaria se hace necesaria la instalación de un transformador 220/132 kV por circuito, además del equipo de compensación en ambos extremos de la línea. En principio, puede ser posible establecer o bien 1 circuito o 2 circuitos, lo cual permitirá explotar la interconexión como medio de reserva o bien como medio de suministro parcial entre islas. Al primer circuito se le denominará propuesta preliminar FVGC1, y al segundo propuesta preliminar FVGC2.

[5] Corriente Alterna

9.2.2.2 Interconexión en CC[6]

Para la inteconexión en corriente continua entre Fuerteventura y Gran Canaria hay que tener en cuenta varias perspectivas. En primer lugar, hay que saber si se desea dejar abierta la puerta a una futura interconexión con Marruecos o no. En segundo lugar, hay que saber si esta interconexión tiene como objetivo sólo la disponibilidad de reserva adicional, o si tiene como objetivo suministrar energía de manera permanente y de importante magnitud.

Decidir si se desea dejar la puerta abierta a la interconexión con Marruecos o no es fundamental. La diferencia entre ambas alternativas, como se tendrá ocasión de comprobar en el capítulo 10, no será mayúscula. Sin embargo, no considerar la posibilidad de interconexión con Marruecos, y que en el futuro se haga necesaria, puede resultar un sobrecoste importante.

Si sólo se desea que su función sea la de contribuir a la reserva, las interconexiones propuestas sólo tienen que estar dimensionadas a tal fin, con una capacidad de transporte suficiente, y sin tener que cumplir en sí mismas el criterio N-1, ya que no transportarían potencia entre sistemas de manera permanente, sino ocasional. En cambio, si se desea suministrar de manera constante potencia entre los sistemas, debe asegurarse su disponibilidad, además de poseer suficiente capacidad de transporte.

Como se vio en la introducción de este capítulo, las opciones de transporte en HVDC clásica tienen ciertos requerimientos sobre los nudos de conexión y sobre el sistema eléctrico, concretamente, en cuanto a la potencia de cortocircuito efectiva (ESCR) en régimen estacionario y a la inercia del sistema. Estos valores fueron estimados en [119, Resultados>Acción 1.5] y aquí se mostrarán sólo los resultados obtenidos.

Para la subestación de Jandía 132 kV se obtuvo, para el valle de demanda, un valor de $S_{\text{cortocircuito}} = 204$ MVA. Para la subestación de Bco. Tirajana y Jinámar, en valle de demanda, se obtuvo $S_{\text{cortocircuito}} = 751$ MVA. Estos valores fueron hallados en un horizonte 2021 en donde las demandas puntas supuestas son de 374 MW, en el caso del sistema Lanzarote - Fuerteventura, y 833 MW, en el caso de Gran Canaria. El ratio punta/valle supuesto es de 2, con lo que el valle de demanda en el primer caso sería 187 MW, y en el segundo caso 376 MW.

Como se vio en la introducción, el $ESCR$ depende no sólo de la potencia de cortocircuito en el nudo en donde se conecta la estación de conversión, sino de la cantidad de compensación de reactiva que se tiene en ella. En [8, Figure 3.9] se muestra la demanda de potencia reactiva por parte de un convertidor en función de la potencia convertida, si se mantiene la tensión en el lado de continua constante y los ángulos de disparo de los tiristores también constante. La forma de consumo de reactiva es parabólica desde un consumo de reactiva nulo para una potencia de conversión nula, hasta aproximadamente un 0.6 pu de consumo de reactiva cuando la potencia de conversión es 1.0 pu, sobre la base de la potencia del convertidor.

Como caso más desfavorable, se puede suponer que la suma de la reactiva aportada por baterías de condensadores y filtros es la total necesaria por la estación cuando está operando a 1.0 pu, es decir, un 0.6 pu. Entonces, el $ESCR$ puede considerarse:

$$ESCR = \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}] - 0{,}6 P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}]}{P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}]} = \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}]}{P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}]} - 0{,}6$$

El $ESCR$ debe ser mayor que 2, y recomendable mayor que 3. Por tanto, la potencia máxima

[6] Corriente Continua o Cortocircuito, según contexto

de un sistema de conversión en dichos nudos debe ser:

$$P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}] < \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}]}{2{,}6}\ \text{máximo admisible} \tag{9.3}$$

$$P_{\text{sistema HVDC}}\,[\text{MW}] < \frac{S_{\text{cortocircuito}}\,[\text{MVA}]}{3{,}6}\ \text{recomendable} \tag{9.4}$$

Para el caso de Jandía, la potencia máxima de un sistema HVDC clásico es 80 MW (máximo posible) o 60 MW (recomendado). Para el caso de Bco. Tirajana o Jinámar, la potencia máxima de un sistema HVDC clásico es 300 MW (máximo posible) o 200 MW (recomendado).

Según se puede ver en [119, Resultados>Acción 1.5], los requisitos de inercia son menos limitantes que los de cortocircuito en ambos sistemas eléctricos. Por ello, queda determinado que la potencia máxima de la estación de conversión en Jandía es 80 MW, y en Bco. Tirajana es 300 MW.

Sin considerar una futura interconexión con Marruecos En este caso, las necesidades de transporte entre islas viene determinado por las coberturas que se pretende tener entre los sistemas. Por un lado, puede utilizarse para compartir reservas y realizar transportes eventuales entre islas. Por otro lado, además de lo primero, puede utilizarse para realizar transportes de manera continuada de acuerdo a una optimización de costes entre todo el equipo generador disponible.

Reserva y transporte eventual El requisito mínimo que se le pide a la interconexión es que cubra la totalidad de la reserva rodante necesaria en el sistema Lanzarote - Fuerteventura, que como máximo está entre 20 y 30 MW. Un valor adecuado de la potencia de la interconexión sería 40 MW, ya que ofrece un mayor margen de seguridad y el incremento del coste del proyecto no es importante.

Al descartarse el transporte permanente entre islas, puede optarse por un sistema HVDC clásico monopolar, de manera que la disponibilidad sería aproximadamente del >98.5 %, véase la tabla 2.2. Si se hiciese bipolar, cada polo debe tener 20 MW, pero sería necesario instalar otro cable, lo que incrementa la inversión sobremanera. La disponibilidad se incrementaría algo, >97.0 % (40 MW) y >99.9 (20 MW), pero no de manera importante. Por tanto, se establece a la interconexión en HVDC monopolar convencional de 40 MW la denominación FVGC3.

Para esta potencia de interconexión y las funciones que por hipótesis se le atribuyen, la alternativa HVDC-VSC es posible y posee ciertas ventajas. En términos de costes ambas soluciones son equivalentes, pero un sistema HVDC-VSC tiene la posibilidad de prestar servicios de control de tensión en los nudos a los que se conecta. La disponibilidad del sistema es aproximadamente >99.0 %, según se vio en la tabla 2.2, valor similar al de HVDC convencional. Por tanto, se puede plantear esta propuesta con la denominación FVGC4.

En ambas propuestas, para una potencia de 40 MW, la tensión más adecuada es 80 kV (bipolar ±80 kV en el caso HVDC-VSC). Dada la longitud de interconexión, alrededor de 100 kilómetros, y las secciones de cable adecuadas para dicha potencia, las pérdidas serían del orden del 25 %, absolutamente inadmisibles. Por tanto, aunque las estaciones de conversión

tengan dicha potencia, los cables han de estar bastante sobredimensionados en capacidad de transporte con tal de limitar las pérdidas. La sección más adecuada que se ha encontrado, sin sobrepasar sobremanera la potencia de interconexión es de 400 mm^2. La potencia disponible por dichos cables es de aproximadamente 100 MW, más del doble de la potencia de las estaciones de conversón.

Transporte continuado Para el transporte continuado entre islas, la potencia de interconexión debe partir de la base de posibilitar el intercambio hasta cierto límite.

El límite mínimo es de cubrir uno de los grupos base del sistema Lanzarote - Fuerteventura, para ello debe establecerse un sistema bipolar 20+20 MW. De esta manera, la disponibilidad de uno de los polos (20 MW) es >99.9, ver tabla 2.2. Asimismo, una posible contingencia en uno de los polos cuando se está transportando 20 MW en el sentido Lanzarote - Fuerteventura, no supone deslastre de cargas, incluso si en el sistema no se tiene reserva rodante disponible.

Sin embargo, tal y como se vio en "Reserva y transporte eventual", dada la longitud de la interconexión, una potencia de interconexión tan baja requiere que los cables que se instalen estén muy sobredimensionados para limitar las pérdidas. Además, la proporción de los costes de las estaciones de conversión frente al coste total es pequeña, de tal manera que considerar una interconexión de mayor potencia es más adecuado.

El límite máximo lo imponen los requisitos de potencia de cortocircuito. En este caso, en Jandía se podrían instalar hasta 80 MW, mientras que en Gran Canaria este límite es mayor. Es por ello que la propuesta adecuada en este caso es un sistema bipolar 40+40 MW. En este caso, al igual que ocurría con las otras propuestas anteriores, los cables deben estar sobredimensionados con el fin de contener las pérdidas. Esta propuesta preliminar se denominará FVGC5. Los puntos de interconexión serían Jandía (Fuerteventura) y Bco. Tirajana (Gran Canaria), ya que aunque Jinámar tiene muchas características iguales a Bco. Tirajana desde el punto de vista del sistema eléctrico, en Bco. Tirajana el potencial generador y el terreno disponible es mucho mayor.

Hasta hace pocos años, los sistemas HVDC-VSC eran exclusivamente bipolares, en el sentido de que las tensiones de salida de las estaciones de conversión en su lado de continua son de signos opuestos. Sin embargo, la estación de conversión no se divide en dos polos, y el fallo de un cable o un componente principal conlleva la desconexión de toda la estación. Ya existen en el mercado HVDC-VSC asimétricas, equivalentes a las HVDC clásicas bipolares. Sin embargo, según se puede ver en [2], los módulos más pequeños son de 95 MW y la estación de conversión mínima tendría que ser de 190 MW.

Considerando una futura interconexión con Marruecos Si se considera la futura interconexión con Marruecos, las perspectivas de la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria cambian. Por la magnitud de la inversión, debe dimensionarse para la máxima potencia de interconexión posible. Esto es, con unos cables dimensionados para el transporte de 300 MW hacia Gran Canaria. Además, las estaciones de conversión deberían situarse en parcelas con suficiente disponibilidad de terreno como para ampliar ampliarlas.

La propuesta FVGC5 podría constituir una primera fase, pero sólo si se prevé la instalación de los cables dimensionados para los 300 MW totales. La nueva propuesta preliminar, que se denominará FVGC6, será un sistema bipolar 40+40 MW, en donde en una segunda fase, se ampliaría la potencia de la estación de conversión en Bco. Tirajana hasta 150+150 MW. Los

cables que se consideran para esta propuesta serán similares a los usados en la interconexión península - Baleares, de 250 kV, 750 mm^2 y 800 A de capacidad de transporte (200 MW por cable).

9.2.3 Interconexión Marruecos - Fuerteventura

La interconexión Marruecos - Fuerteventura representa una de las posibles puertas de acceso al mercado eléctrico norteafricano-europeo por parte de las Islas Canarias. En los capítulos anteriores se llegó a la conclusión de que debe realizarse entre las subestaciones de Tarfaya (Marruecos) y Las Salinas, Gran Tarajal o Matas Blancas (Fuerteventura). Se han planteado cuatro posibles trazados, que se diferencian en los puntos de llegada a Fuerteventura, la longitud y la profundidad máxima del tramo submarino.

Las propuestas de interconexión con Marruecos deben verse a largo plazo, y por lo tanto puede suponerse que ya se habría ejecutado la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria. Por lo tanto, las propuestas que se vayan a hacer derivan de la elección hecha previamente. Al igual que ocurría con la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria, las longitudes de los posibles trazados permiten tomar en consideración tanto las opciones en corriente continua como las opciones en corriente alterna.

9.2.3.1 Interconexión en CA

En este caso, es necesario elegir aquel trazado de longitud menor, esto es, el trazado Tarfaya - Las Salinas, 110 kilómetros. El trazado de menor longitud entre Tarfaya y Gran Tarajal es de 111 kilómetros, una longitud muy similar, pero la profundidad máxima es 1550 metros, mientras que el de Tarfaya - Las Salinas tiene 1278 metros de profundidad.

Al ser las longitudes muy parecidas, para elegir la potencia de interconexión y la tensión de transporte se tienen las mismas consideraciones que en el caso de la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria. Por tanto, la solución encontrada es similar, cable de 100 MVA con una tensión de transporte de 132 kV, apartado 9.3.1. Será necesario transformación 225/132 kV ó 400/132 kV en Tarfaya, y compensaciones en las dos subestaciones de conexión. A esta propuesta preliminar se le denominará MRFV1, y si se instala un segundo circuito MRFV2.

9.2.3.2 Interconexión en CC

En corriente continua existe un gran abanico de opciones. Sin embargo, cabe plantearse sólo dos opciones dependiendo de las decisiones tomadas para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria: o bien se previó la interconexión con Marruecos (FVGC6), o bien no se previó (FVGC3, GCFV4 y GCFV5).

En caso de haberse previsto la interconexión con Marruecos, la propuesta de interconexión Marruecos - Fuerteventura pasa por completar, gracias a la ejecución de la propuesta FVGC6, un sistema multiterminal con Marruecos. La potencia de la estación de conversión en Tarfaya podría ser de hasta 565 MW, como se puede ver en [119, Resultados>Acción 1.5]. Sin embargo, la potencia máxima previsible es de 380 MW, suponiendo que, en el peor de los casos, desde Bco. Tirajana y Jandía se demande toda la potencia demandable en sus estaciones de conversión. A esta propuesta se le denominará MRFVGC.

Si no se hubiese previsto la interconexión con Marruecos, las posibilidades que se abren serían considerar alguna de las propuestas previas FVGC3, FVGC4 o FVGC5. Como parece lógico, en este estudio se parte de considerar la interconexión con Marruecos, y con la multiplicidad de opciones que se pueden dar habiendo elegido previamente FVGC3, FVGC4 o FVGC5, no se va a ir más allá.

9.2.4 Interconexión Marruecos - Gran Canaria

Esta opción resulta interesante en perspectivas futuras de encarecimiento de combustibles fósiles. Desde la red marroquí se podría sustituir y/o complementar parte de la generación local por otra más barata del mercado europeo-africano. Es de suponer que la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria haya sido alguna de las propuestas preliminares FVGC1, FVGC2 o FVGC4.

El trazado de esta línea, aunque no incluido específicamente en el capítulo 8, es la conjunción del trazado Tarfaya - Matas Blancas y Matas Blancas - Bco. Tirajana, pero pasando de largo y más alejado de la costa de Fuerteventura a la altura de Matas Blancas. De este modo, la longitud total del trazado sería 260 kilómetros y la profundidad máxima de 1600 metros.

La única propuesta factible sería el transporte mediante HVDC convencional. En el caso hipotético de que todos los proyectos de interconexión que se han propuesto en este estudio se lleven a cabo, es decir, la interconexión de todas las islas exceptuando El Hierro y La Palma, la potencia térmica total se sitúa en 3400 MW en 2016. Siguiendo el acuerdo europeo de Barcelona 2002, en donde se aconseja que la potencia de interconexión sea del 10 % de la potencia térmica instalada, dicha interconexión debería poseer una potencia de 340 MW. Como ya se vio, la máxima potencia de conversión en Gran Canaria puede ser 300 MW. Por tanto, la potencia planteada será la mayorada, establecida mediante un enlace bipolar con retorno metálico 150+150 MW y ±250 kV. A esta propuesta preliminar se le denominará MRGC.

9.2.5 Interconexión Gran Canaria - Tenerife

Esta interconexión no entra dentro de las factibles por ahora, por motivos técnicos y económicos, en la actualidad no existe ningún cable submarino para transporte de potencia que discurra por trazados a la profundidad requerida, 2300 metros. Sin embargo, resulta adecuado exponer aquí las posibilidades que se tienen y los beneficios potenciales.

Si se sigue el criterio de reserva de regulación secundaria establecido por REE, la potencia de dicha interconexión debería estar en un entorno de 70-100 MW, tamaño máximo de los grupos conectados. Si se sigue el criterio de interconexiones entre mercados eléctricos europeos, debe ser del 10 % de la potencia instalada en cualquiera de los sistemas, esto conlleva un mínimo 130 MW.

La forma de transporte de potencia entre ambas islas podría ser en corriente alterna o continua si se sigue el criterio de longitud, ya que los trazados tienen una longitud de 65-89 kilómetros. Sin embargo, no existe ningún diseño en operación que haya sido instalado a la profundidad requerida, 2300 metros.

En corriente alterna nunca se habían planteado cables a tanta profundidad, exceptuando en la extracción de crudo o en expediciones científicas. En estos casos se utilizan cables de media y baja tensión de relativa corta longitud (algunos kilómetros), y configurados la mayoría de

veces en umbilicales (ver capítulo 3) e instalados mediante métodos no utilizados hasta ahora para cables (J-Lay), sino para tuberías de gas y umbilicales.

En 1988, la compañía fabricante de cables Pirelli concluyó con éxito el diseño y los ensayos de un cable para HVDC convencional para una profundidad de 2000 metros, que interconectaría las islas de Hawaii y Maui, [7]. Este proyecto finalmente no se llevó a cabo, pero toda la labor llevada a cabo en ese entonces ha permitido el desarrollo de la tecnología involucrada, así como la rentabilidad de proyectos a alta profundidad, véase tabla 3.1. Hoy en día, la empresa ABB asegura tener testados los cables submarinos con aislamiento XLPE para HVDC VSC hasta profundidades de 2000 metros, [13]. Esto significa que los 2300 metros de profundidad máxima que tiene el trazado entre islas, podría ser salvado con los cables utilizados para esta tecnología utilizando diseños y materiales más desarrollados o márgenes de seguridad más ajustados, [13]. Por tanto, solo se considerará esta interconexión en corriente continua y con este tipo de tecnología.

Debido a que los precios de generación en ambos sistemas son similares, esta interconexión se plantea en el sentido de aprovechamiento de reservas y garantía de suministro. La potencia que se estima adecuada es 200 MW, por ser un valor conservador equivalente aproximadamente al tamaño de los ciclos combinados instalados en ambas islas, constituyendo un 20 % de la demanda de cualquiera de las islas.

La elección de las especificaciones para la opción HVDC VSC-PWM se realiza a través del catálogo de ABB HVDC Light asimétrico. Se considera adecuada una tensión $\pm$150 kV, con dos cables de 400 mm^2 Cu, siendo la capacidad del bipolo resultante de 230 MW. Es necesario instalar un tercer cable de media tensión, como cable de retorno auxiliar. Los convertidores han de ser del tipo M1A (150kV, 95 MW), en donde el sistema HVDC Light asimétrico tendría en total 190 MW. A esta propuesta se le denominará GCTF. Dada la potencia de interconexión planteada, en Gran Canaria el mejor punto de interconexión es Santa Águeda frente a La Aldea, por su mayor corriente de cortocircuito y mejor situación dentro de la red eléctrica.

9.2.6 Interconexión Tenerife - La Gomera

Sin considerar la interconexión de La Gomera con Tenerife, la perspectiva energética de La Gomera pasa por continuar utilizando su generación térmica de pequeño tamaño, y evolucionar mediante la integración de energía de origen hidráulico, eólico y, en menor medida, la solar fotovoltaica (ver capítulo 7).

Al entrar en la ecuación la interconexión con Tenerife, la perspectiva de planificación y operación en La Gomera puede replantearse en positivo en múltiples aspectos:

- Se consigue aumentar la rigidez en el sistema (ver sección 2.3.3) hasta alcanzar el nivel del sistema eléctrico de Tenerife, con lo cual los desequilibrios demanda - generación en La Gomera no conllevan recorridos tan bruscos de la frecuencia. Esto conduce a la posibilidad de aumentar la potencia eólica inyectada en el sistema de La Gomera.
- Los posibles huecos de tensión resultantes de cortocircuitos son menos severos, ya que el sistema de Tenerife permite aumentar el nivel general de la potencia de cortocircuito en el sistema eléctrico de La Gomera. Esto favorece la rigidez de la tensión en el sistema de La Gomera, y además también favorece la integración de generación eólica.
- Las necesidades de reservas de potencia primaria y secundaria se pueden ver reducidas

a su mínima expresión, ya que desde el punto de vista de La Gomera, Tenerife es capaz cubrir cualquier contingencia con su reserva.

- La interconexión permitiría complementar las caídas productivas de energía eólica, no solo en cuanto a ésta, sino que permitiría mantener la reserva del sistema de bombeo siempre en sus máximos niveles. Permitiría reducir el número de paradas/arranques tanto del sistema de bombeo como de los grupos térmicos.

- Si la interconexión consta de dos circuitos, es posible relegar a la generación térmica a un puesto de respaldo de emergencia, entrando en funcionamiento solo después de un improbable fallo N-2 de la interconexión y la indisponibilidad de la suficiente turbinación. Esto supone además otra ventaja adicional, dada las previsibles pocas horas de funcionamiento de ésta, se puede evitar/posponer el traslado/actualización de la C.D. El Palmar, que seguń el PTEOIE[7] de La Gomera, costaría unos 450 M€.

Suponiendo la instalación de los cables en 2016, y la vida útil de los mismos de 30 años, se debería estimar la potencia punta de demanda hasta 2046. A tan largo plazo es inviable intentar aproximar la demanda de la isla, como ejemlos palpables se tienen las planificaciones 2005-2013 y 2008-2016 realizadas por el Ministerio de Industria si se comparan con lo sucedido en los últimos años, véase el capítulo 6.

No obstante, es razonable suponer que por el tamaño de suelo explotable, el tipo de economía actual y la política de desarrollo, basado en el sector primario y terciario, turismo básicamente, el crecimiento del consumo de energía eléctrica será mas bien moderado. En el periodo de 17 años que va desde 1992-2009, el crecimiento del consumo de energía eléctrica en todas las islas Canarias fue el más alto conocido, ver tabla 6.1. En La Gomera, el crecimiento interanual medio fue del 6.5 %, por lo que tomando un crecimiento del 5 % para el cálculo de la demanda hasta 2046, se estima que se está muy del lado de la seguridad. En el capítulo 6 se estimó que la potencia punta en 2016 sería de 21 MW, suponiendo un crecimiento de la potencia punta del 5 %, en 2046 ésta será de 91 MW.

Para la longitud de los trazados, ≈37 kilómetros, es adecuada la interconexión en corriente alterna, aun siendo también posible en corriente continua. Dada la profundidad máxima de los trazados posible, 1000 y 1200 metros (ver figura 8.27), sería necesario acudir a los fabricantes de cables submarinos para verificar si pueden construir cables tripolares.

Se ha acudido a un catálogo de umbilicales (cables híbridos eléctricos-fluidos) de Prysmian (Pirelli), y en él se detalla un cable tripolar solamente eléctrico (3×240 mm^2 Cu) 20 kV/12 MVA con suficiente capacidad mecánica como para instalarse a 2000 metros de profundidad. Esto supone que, en principio, es materialmente posible la construcción de un cable para el caso en estudio partiendo de dicha base.

Suponiendo una capacidad de transporte 50 MVA por circuito, una tensión entre 33 y 66 kV resulta adecuada, pues resultan corrientes nominales de 875 y 438 A, respectivamente. Debido a que en la planificación del PTEOIE se contempla la actualización del sistema eléctrico de La Gomera mediante la construcción de subestaciones y líneas a 66 kV, es preferible esta última tensión. Se evita así la necesidad de instalación de ningún transformador en los puntos de conexión, y además resulta adecuada para el margen de potencias que se va a establecer.

Como ya se comentó, existen dos posibilidades para esta interconexión: un circuito o dos circuitos; la capacidad térmica de cada circuito será de entre 40 y 50 MVA, posteriormente se particularizará un valor de acuerdo al diseño del cable propuesto. La elección de este valor

[7] Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas

como capacidad de transporte de un circuito es mayor que las potencias instaladas previstas para las diversas fuentes de suministro: 30 MW de potencia en el modo turbinación del sistema de bombeo, 20 MW de potencia eólica y 37 MW de potencia de origen térmico; ver capítulo 7. A la instalación del primer circuito se le denominará propuesta preliminar TFLG1, y a la instalación del segundo circuito propuesta preliminar TFLG2.

9.3 Diseño y cálculo de los cables submarinos de las propuestas

Esta sección tiene el objetivo de establecer el diseño preliminar de los cables submarinos para las interconexiones propuestas, que son los elementos principales de las interconexiones.

Las dimensiones y materiales utilizados están de acuerdo al estado del arte en cables de energía eléctrica submarinos. La estructura del cable elegida se justificará mediante cálculos mecánicos (esfuerzos mecánicos sobre el cable durante instalación y operación), cálculos eléctricos (matrices de impedancias y admitancias) y térmicos (corrientes admisibles).

En el caso de poder referir el diseño de un cable a artículos o catálogos de fabricantes, y éstos sean aplicables al caso en cuestión, el cálculo mecánico y térmico será obviado. No es así con los cálculos eléctricos, ya que son necesarios para la modelización posterior.

Notas sobre los cálculos mecánicos Como se comentó en la sección 3.3.2, el cable se dimensiona mecánicamente para soportar la máxima tensión axial previsible durante la instalación, cuyo ensayo se mostró en la figura 3.15. También debe evaluarse su comportamiento a fatiga durante la instalación (movimiento oscilatorio del barco) y operación (expansión-contracción térmica y vibración en vanos), especialmente en la cubierta de plomo, si existe. Por último, debe comprobarse el comportamiento del cable debido a la presión hidrostática a la profundidad máxima. Existe un paquete de software, denominado CableCAD®, [22], que permite evaluar dichos esfuerzos y es usado por todos los fabricantes de cables para el diseño de los mismos. Debido a los objetivos de este estudio y a que no se dispone de dicho software, se realizará un cálculo simplificado.

El cálculo simplificado para estudiar el cable sometido a tensión axial, momento flector y momento torsor consiste en aplicar el método de diseño preliminar propuesto en [51]. El autor, Ronald H. Knapp, estuvo involucrado en el importante "Hawaii Deep Water Cable Program", que a la postre no se realizó, pero que generó conocimiento y herramientas de análisis usadas posteriormente. Knapp es el fundador de Knapp Engineering, Inc., empresa desarrolladora del software CableCAD®, por tanto, se tiene la certeza de que el cálculo realizado tiene la suficiente validez para los propósitos del presente trabajo.

En el apéndice F se muestra en qué carpetas del DVD se encuentran los scrips para MATLAB® en donde se desarrolla dicho artículo para los diferentes casos de estudio. En ellos, las densidades, módulos de Young y coeficientes de Poisson son valores típicos para los materiales usados, si bien en la realidad pueden tener cierto margen de variación, ya que existen multitud de posibilidades en cuanto a aleaciones metales y diferentes variedades de plásticos.

El comportamiento a fatiga será ignorado porque la dificultad que entraña no se justifica para alcance de este estudio. No es así para el cálculo de los esfuerzos mecánicos debidos a la presión hidrostática, que sí serán evaluados.

Notas sobre los cálculos eléctricos y térmicos El objetivo de los cálculos eléctricos es hallar las matrices de impedancia y admitancia para todos los elementos conductores del circuito (matrices primitivas), pudiéndose así relacionar las corrientes y tensiones en cualquier punto de la línea. A partir de estas matrices se puede reducir el nivel de detalle hasta hallar los valores de fase, y luego transformar éstos a valores de secuencia. Para ello se aplicarán los modelos matriciales construidos a partir de los artículos [4, 87, 15, 12], y cuya teoría subyacente se ha desarrollado en el apéndice B.

Con las matrices primitivas se puede estudiar el reparto de corrientes tanto a lo largo de la línea, como entre las distintas capas conductoras, pudiéndose así estudiar los factores de pérdidas óhmicas (relación entre pérdidas en cada capa y las pérdidas en el conductor de fase). Ello permite posteriormente analizar térmicamente los cables.

La reducción de las matrices primitivas a valores de fase permite hallar los parámetros eléctricos usados en el análisis de flujos de potencia (resistencia, inductancia, conductancia y capacidad). Una transformación de los valores de fase en valores de secuencia permite introducir la línea en los modelos para el ańalisis de cortocircuitos.

Los parámetros de los materiales utilizados para el cálculo eléctrico varían según la temperatura, a destacar la resistividad eléctrica, la permitividad relativa y el factor de pérdidas dieléctricas. De todos ellos, el más significativo es la resistividad eléctrica, que para el rango de temperaturas de trabajo de los materiales conductores (limitado por las temperaturas admisibles de los aislantes) se comporta de manera lineal $\rho_{T_2} = \rho_{T_1}(1 + \alpha(T_2 - T_1))$. Tanto la permitividad relativa como el factor de pérdidas dieléctricas varían también con la temperatura, pero ello depende en gran medida de la composición exacta del material, por lo que se establecerán valores típicos.

Si la resistividad de cada elemento conductor del cable depende de la temperatura, existe un acople entre los cálculos térmicos y eléctricos. Para resolver este problema, se puede suponer inicialmente unas temperaturas para los conductores $T_{\text{conductor } i}(x)$, que sirven para calcular las resistencias $R_{\text{conductor } i}(x)$. La temperatura del lecho marino varía a lo largo del trazado $T_{\text{lecho marino}}(x)$, y la corriente en cada elemento conductor también varía a lo largo del trazado $I_{\text{conductor } i}(x)$ (como se comprobará), esto conlleva una generación de calor en cada elemento conductor del cable que también variable con el trazado $W_{\text{conductor } i}(x)$.

En equilibrio térmico, la temperatura de cada elemento conductor será $T_{\text{conductor } i}(x)$, que sirve para volver a recalcular las resistencias eléctricas $R_{\text{conductor } i}(x)$ y repetir el cálculo de la generación de calor, constituyéndose así un proceso iterativo que finaliza cuando se cumplan unas tolerancias establecidas para la diferencia de temperaturas obtenidas en dos iteraciones sucesivas.

Todas las variables implicadas en el acople eléctrico y térmico difieren a lo largo del trazado. Sin embargo, el trazado seguido por el cable submarino se puede dividir claramente en dos zonas:

Arribada Es la zona en la que el cable submarino, aún enterrado, discurre por espacio no bañado por el agua. Esta zona comprende una pequeña proporción del trazado total, estando los cables separados horizontalmente 0.5-1 metro y enterrados 0.5-2 metros sobre la superficie terrestre. Por tanto, los cables sufren las peores condiciones térmicas de todo el recorrido en esta zona, y establece el límite térmico de corriente admisible en régimen permanente.

Trazado submarino Es la zona en la que el cable submarino o bien está enterrado o bien está sobre la superficie del lecho marino, comprendiendo la mayor parte del trazado,

como es lógico. Las condiciones térmicas del cable en esta zona son siempre mejores que en las arribadas, porque la temperatura de la superficie del lecho marino es menor, y porque la separación entre cables es de varias decenas de metros, incluso algún centenar. Al conformar la mayor parte del trazado del cable submarino, esta zona es sobre la cual se deben determinar las matrices de impedancias y admitancias.

En el apéndice F se señalan las carpetas en donde están los scrips para MATLAB® donde se desarrolla el cálculo de las matrices de impedancia y admitancia, y sus reducciones.

9.3.1 Unipolar submarino 1600 m, 132 kV CA, 400 mm^2, XLPE

El diseño de este cable responde a los requerimientos de las interconexiones Marruecos - Fuerteventura y Fuerteventura - Gran Canaria para sus propuestas en corriente alterna, propuestas FVGC1, FVGC2, MRFV1, MRFV2 y FVGC1, respectivamente.

En el caso de la interconexión en CA Marruecos - Fuerteventura, la profundidad máxima del trazado propuesto Tarfaya - Las Salinas es de 1300 metros y su longitud 109 kilómetros. Para el caso de la interconexión en CA Fuerteventura - Gran Canaria, la profundidad máxima del trazado propuesto Morro Jable - C.T. Jinámar es de 1600 metros y su longitud 105 kilómetros. Para ambos casos se ha propuesto el mismo cable.

Para estas propuestas se requiere un cable unipolar, pues para las potencias establecidas, la longitud y la profundidad máxima de los trazados, el cable tripolar no es viable. No es viable porque su peso por unidad de longitud es elevado, y no existen barcos ni equipamiento de instalación capaces de instalar dichos cables, tanto por la tensión máxima de tiro que requeriría, como por la capacidad de carga del barco.

La sección del conductor de fase utilizada, 400 mm^2, es aquella que mejor responde a las solicitaciones mecánicas y a los requerimientos. Se realizaron los mismos cálculos que se detallan a continuación para las secciones de 300 y 500 mm^2, pero en el primer caso las pérdidas y la caída de tensión aumentaban sin ofrecer ninguna mejora en las prestaciones mecánicas, y en el segundo caso las pérdidas disminuían pero la fuerza axial máxima requerida superaba los límites de tiro máximos de los barcos actuales (491 kN + 10 % sobrecarga, 540 kN).

9.3.1.1 Estructura del cable

El conductor de fase está constituido por alambres circulares de cobre compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 400 mm^2 y el diámetro exterior es de 23.50 mm (factor de relleno 0.92). El diámetro exterior debe ser menor que 26.10 mm y mayor que 22.90 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 53, y el diámetro máximo de cada alambre 3.1 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de XLPE y otra pantalla semiconductora externa. Las capas semiconductoras tienen la función de uniformizar el campo eléctrico en las proximidades de las capas metálicas. Las pantallas semiconductoras tienen un espesor indicado de 1 mm, incluyendo una barrera longitudinal impermeable en la capa exterior. La capa de XLPE[8] tiene

[8] Cross Linked Polyethylene

18 mm de espesor, valor típico para 132 kV en corriente alterna. Valores basados en [125, página 97, página 20].

La cubierta es de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 3 mm. Como referencia real se tienen los ejemplos de otros proyectos, también con aislamiento XLPE: Cape Wind Submarine Cable Project 115 kV (ABB, 2006) utiliza 2.8 mm de espesor, Gossen-Ormen Lange 420 kV Submarine Cable (Nexans, 2006) utiliza 3.6 mm.

En el exterior de la cubierta de plomo se utilizan varias capas de cintas de cobre enrolladas, con un ángulo de paso de $\pm 60°$, y un espesor total nominal de 0.5 mm. Su función principal es conseguir, en conjunto con la cubierta de plomo, una corriente de cortocircuito admisible total mayor o igual a la que impone la red ante un cortocircuito monofásico. Además sirve como protección anticorrosiva adicional.

La capa anticorrosión plástica es de polietileno de alta densidad (HDPE) y tiene un espesor de 4 mm, valor que corresponde al usado en los proyectos anteriomente citados. Sobre la capa de HDPE se sitúa la capa antiteredo, que protege contra el ataque biológico marino, y es un tejido especial de espesor 1 mm, [125] y [7].

La siguiente capa es el asiento de la armadura interior, compuesta por fibras de poliéster y con un espesor nominal de 1 mm. La armadura está compuesta por dos capas de alambres rectos de acero galvanizado de alta resistencia y separados por una capa de polipropileno de 1 mm de espesor. Los alambres tienen las siguientes dimensiones: 10.5 mm de ancho, 2.4 mm de espesor y esquinas redondeadas (radio de 1.2 mm); siendo el área total de cada alambre de 23.96 mm^2. La armadura interior tiene 25 alambres y un ángulo de paso de la hélice (medido con respecto al eje axial del cable) 10°en sentido horario. La armadura exterior tiene 27 alambres y un ángulo de paso de la hélice 8.44°en sentido antihorario, cálculado según [51] para compensar el par de torsión generado al cargar el cable axialmente. Los espacios entre alambres están rellenos por material bituminoso. Las dimensiones de la armadura se han calculado iterativamente utilizando el método aproximado mostrado en [51].

Por último, se dispone de una capa exterior, que suele estar constituida de fibras de polipropileno o capas gruesas de polietileno, siendo muy variable entre proyectos. Se ha escogido de polipropileno y un espesor de 4 mm, que corresponde a las especificaciones mayoradas usadas por el "Hawaii Deep Water Cable Project".

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.1. La sección del cable se muestra en la figura 9.2.

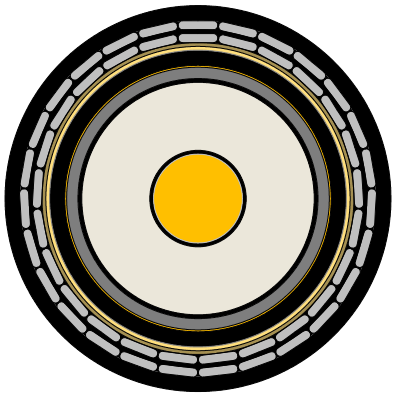


Figura 9.2: Sección del cable (escala 1:2)

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Conductor	Cobre	-	11.75	433.7	433.7
Semiconductora interna	HDPE+C	1	12.75	77.0	510.7
Aislante	XLPE	18	30.75	2460.0	2970.6
Semiconductora externa	HDPE+C	1	31.75	196.3	3166.9
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	3	34.75	626.7	3793.7
Refuerzo	Cobre	0.5	35.25	110.0	3903.6
Anticorrosión	HDPE	4	39.25	936.2	4839.8
Antiteredo	Tejido especial	1	40.25	249.8	5089.6
Asiento	Poliéster	1	41.25	256.0	5345.6
Armadura interna	Acero	2.4	43.65	640.1	5985.7
Asiento armadura	Polipropileno	1	44.65	277.4	6263.1
Armadura externa	Acero	2.4	47.05	691.4	6954.6
Protección exterior	Polipropileno	4	51.05	1232.8	8187.3

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.1: Composición de las capas del cable

9.3.1.2 Cálculos mecánicos

Esfuerzos durante la instalación La masa del cable resulta de 26.9 kg/m y el peso en agua de 182 N/m (18.5 kgf/m). Para el cálculo de la fuerza axial máxima, además se necesitan la hipótesis de profundidad máxima (1600 metros) y la hipótesis del peor estado del oleaje ($H_s = 5$ m, $T_p = 7$ s, ver apéndice A.2) y el ángulo de salida del barco ($\phi = 18°$). Como se pudo ver en la sección 3.3.2, la elección del ángulo de salida es un parámetro controlable en una banda de 10°-30°. En la recomendación Electra 171 se define una fuerza axial que no depende del ángulo de salida, pero que toma un valor conservador. En la figura 9.3 se compara el valor de la fuerza obtenida por Electra 171 y los distintos valores de tensión al variar el ángulo de salida.

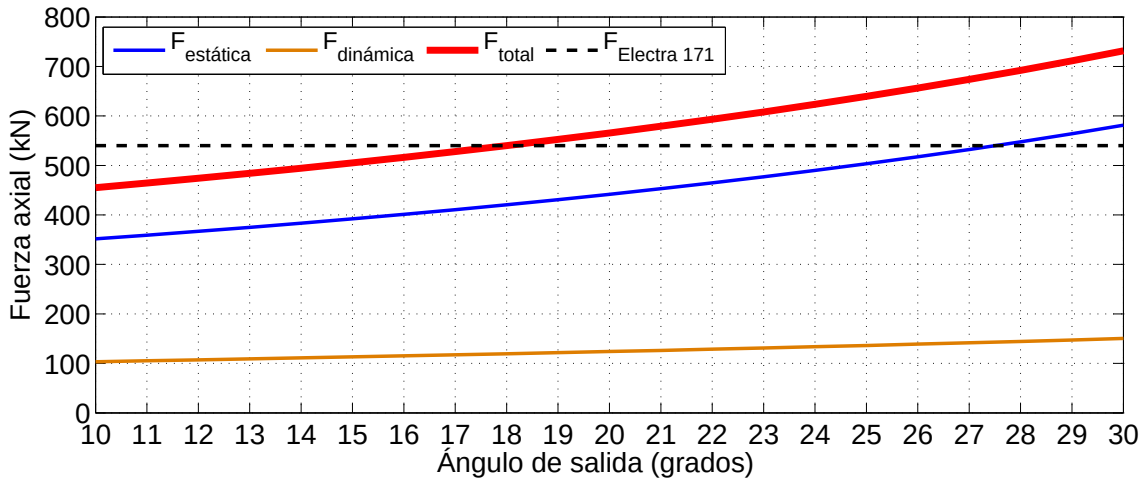


Figura 9.3: Comparación entre las fuerzas axiales al variar el ángulo de salida del barco ϕ. Profundidad $d = 1600$ m, peso en agua $P_{\text{cable en agua}} = 182$ N/m, masa $m = 26.9$ kg/m, altura significativa $b_h = 5$ m, periodo $T = 7$ s.

Como se puede observar, para el peor estado del oleaje previsible e instalando el cable a 1600 metros de profundidad con un ángulo de salida de $\phi = 18°$, la fuerza axial máxima que aparece en el cable es de 540 kN (en la salida del cable por la polea de salida). La tensión

puede disminuir 120 kN dependiendo del estado del oleaje. En el apartado 3.3.2 se anotó que la capacidad de tiro máxima de los mayores barcos cableros es de 491 kN, con cierto margen de sobrecarga. Por tanto, en cuanto a capacidad de tiro se está en el límite, a menos que ésta se pueda ampliar.

Aplicando el cálculo simplificado mostrado en [51] se obtienen las tensiones normales máximas sobre los principales elementos del cable, véase tabla 9.2. El código para MATLAB® utilizado se localiza en el DVD, ver apéndice F.

Se observa que la tensión resultante sobre el conductor es extremadamente alta si se utiliza cobre sin alear, casi puro, pues la tensión de 197 MPa está muy cerca del límite de rotura, y sobrepasa holgadamente el límite elástico. En [13] se señala que, hasta ahora, las tensiones máximas de diseño para los elementos de cobre no superaban los 70 MPa, y que es posible incrementarlo hasta los 100 MPa sin incurrir en deformación plástica, tal y como marca la recomendación Electra 171. La utilización de aleaciones de cobre aptas para aplicaciones electrotécnicas (alta conductividad), tales como la C10100 ($\sigma_{\text{elástico}} = 300$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 330$ MPa) o la C18200 ($\sigma_{\text{elástico}} = 380$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 460$ MPa), puede permitir emplear los mismos coeficientes de seguridad para esta aplicación.

Todos los elementos de plástico de la sección del cable podrían haberse omitido debido a su pequeño módulo de elasticidad. No obstante, se ha incluido la capa de aislante para ilustrar que no representa un elemento limitante. Como se puede observar, la tensión de 2 MPa dista bastante del límite de rotura. La cubierta de plomo trabaja con una tensión de 18 MPa, que se sitúa en valores máximos para plomo puro, pero que puede ser suficientemente superado utilizando aleaciones apropiadas (Plomo - Antimonio).

Las tensiones máximas de trabajo para las armaduras son altas para aceros de bajo contenido en carbono, sobrepasando el límite elástico pero no el de rotura para los aceros templados suaves. Sin embargo, los aceros al carbono pueden llegar hasta los 750 MPa de tensión límite elástica sin problemas.

			Típico		Aleaciones	
Capa	**Material**	σ	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	197	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	2	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	18	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	362	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	367	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa.

Tabla 9.2: Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 540 kN)

Si se fijan los extremos del cable y se aplica la fuerza axial de 540 kN, la forma helicoidal que forman los alambres de la armadura produce un momento de torsión. Sin embargo, eligiendo adecuadamente los ángulos de las hélices que forman los alambres de las distintas capas (incluyendo la del conductor de fase) se puede anular éste. El método simplificado de R. Knapp arroja un momento torsor despreciable de 0.036 N · m para los ángulos de hélice elegidos.

La rigidez a flexión que se obtiene es de 253 kN · m^2. Para doblar el cable sobre un radio de curvatura de 5 metros, radio usual de la polea de salida del barco), se necesita un momento flector de 51 kN · m. La presión lateral SWP[9] máxima que debería soportar el cable es de

[9] Side Wall Pressure

108 kN/m (radio de polea de 5 metros).

El cálculo simplificado asume que el núcleo es de material homogéneo, lo cual no ocurre en realidad para el conductor. El conductor es una cuerda formada por alambres compactados, que están hilados en forma helicoidal por capas. La forma helicoidal hace que el reparto de tensiones en el cable se traslade más hacia las capas exteriores, liberándose parte de la tensión en el conductor. Asimismo, se debe reducir levemente la rigidez a flexión.

Esfuerzos durante la operación Durante la operación, el principal esfuerzo mecánico se debe a la presión hidrostática externa y a la fatiga térmica, que como ya se comentó será ignorado. Si el conductor está enterrado existe una presión adicional debido al terreno. Este último efecto se ignorará por ser despreciable frente a la presión hidrostática, por tanto la hipótesis de carga será una presión alrededor de la cubierta exterior de valor:

$$P_{\text{hidroestática}} = c_{\text{seguridad}} \rho g d = 1{,}5 \cdot 1027 \cdot 9{,}81 \cdot 1600 = 24 \quad \left[\frac{\text{MN}}{\text{m}^2}\right]$$

Siendo este problema un caso de deformación plana, puede resolverse con *PDE ToolBox™* de MATLAB®, ver apéndice F. El problema es de simetría axial, y se ha estudiado para un cuarto de la sección del cable, imponiendo desplazamientos nulos en dirección y para el radio horizontal, y desplazamientos nulos en dirección x para el radio vertical. La armadura se ha considerado de material homogéneo, ignorando el hecho de que sean alambres rectangulares. En la figura 9.4 se muestra el estado de tensiones evaluado en términos de tensiones de Von Mises:

La teoría de fallo de Von Mises considera que los elementos no fallan si la tensión de Von Mises es menor que la tensión correspondiente al límite elástico. Como se puede observar, la tensión de Von Mises máxima se sitúa en las armaduras interior y exterior, siendo su valor de 160 MPa. En el resto de elementos del cable la tensión de Von Mises es inferior a 10 MPa. Incluso habiendo aplicado un coeficiente de seguridad de 1,5 sobre la carga aplicada, el estado tensional en cada material es inferior a los límites elásticos.

En la figura 9.5 se muestran las deformaciones en la dirección x. Dada la simetría del problema, las deformaciones sobre el radio en el eje x ($y = 0\,\text{m}$) coinciden con las deformaciones totales en el resto del cable. La deformación máxima se da en la cubierta de protección exterior, en donde alcanza un valor de $\epsilon_{xx} = -0{,}0045$, el espesor de esta capa se reduciría en apenas un 0.45 %.

9.3.1.3 Cálculos eléctricos

Para el cálculo de los parámetros eléctricos y su aplicación en el modelo de la línea de transporte, se van a suponer los siguientes datos de instalación:

- Separación entre cables $x_{\text{separación}} = 150$ m (ver sección 3.5).
- Profundidad de enterramiento $y_{\text{enterramiento}}$ indiferente. Uso del modelo *Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan* para el retorno por terreno (ver apéndice B.1.2).
- Resistividad eléctrica del terreno $\rho_{\text{terreno}} = 0{,}1\ \Omega \cdot \text{m}$ uniforme.
- Temperatura de las capas conductoras (ver sección 9.3.1.4):
  - $T_{\text{cd}} = 16°\text{C}$

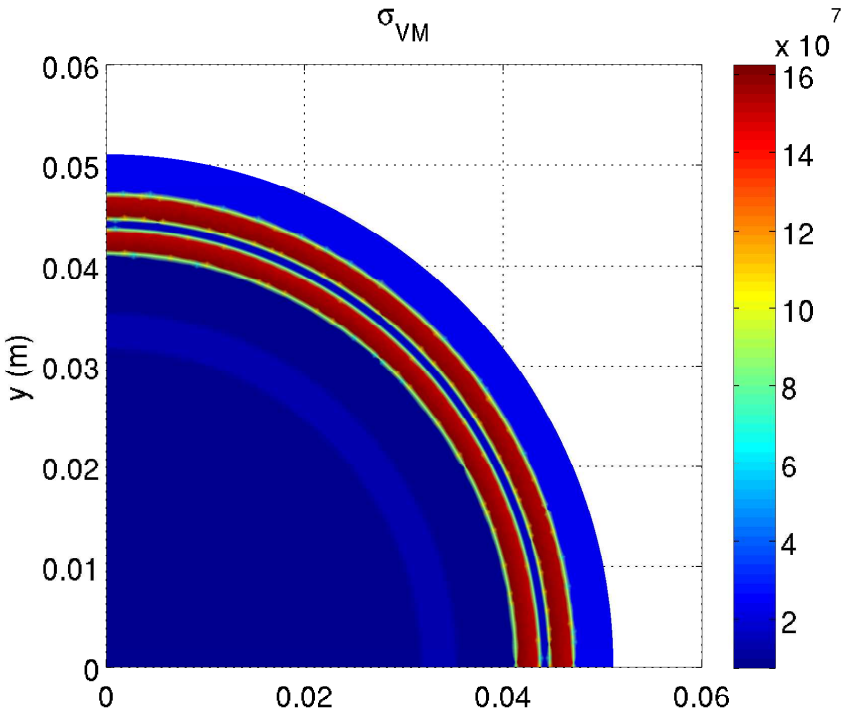


Figura 9.4: Tensiones de Von Mises σ_{VM}, $P_{\text{hidroestática}} = 24\,\text{MPa}$ (1600 metros de profundidad y $c_{\text{seguridad}} = 1{,}5$)

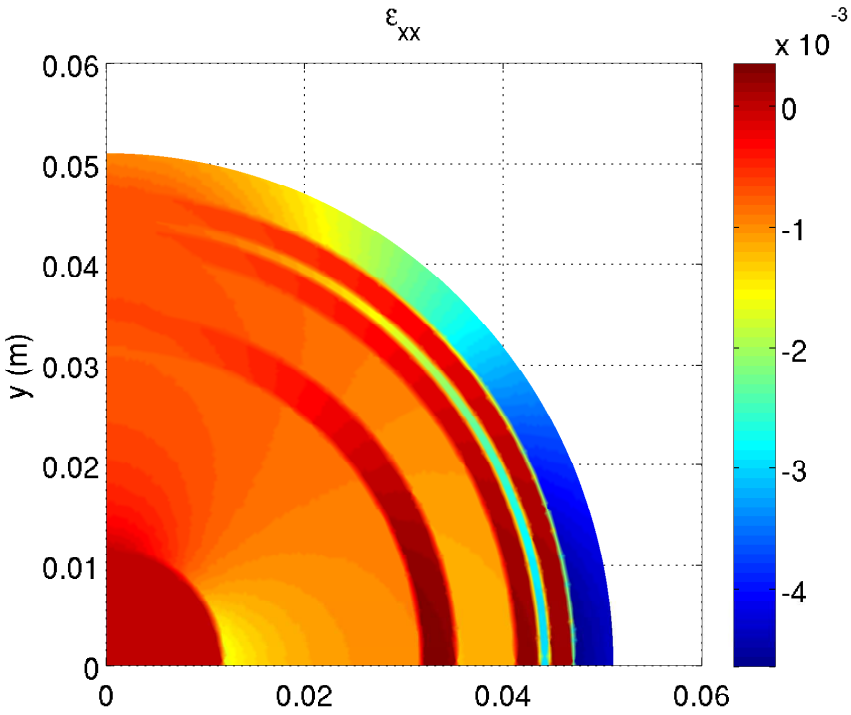


Figura 9.5: Deformación ϵ_{xx}, $P_{\text{hidroestática}} = 24\,\text{MPa}$ (1600 metros de profundidad y $c_{\text{seguridad}} = 1{,}5$)

- $T_{cb} = 15°C$
- $T_{rf} = 15°C$
- $T_{ai} = 14°C$
- $T_{ae} = 14°C$

Matriz de impedancias y admitancias primitivas a frecuencia industrial A frecuencia industrial, 50 Hz, los términos mutuos entre cables son despreciables, tanto para la matriz de impedancias como de admitancias. En el documento se despreciarán estos términos, pero en el script desarrollado (apéndice F) este efecto no se desprecia numéricamente.

Los términos mutuos en la matriz de impedancias resultan ser más de 1000 veces menores que los términos relativos al propio cable. Ello se debe a una separación entre cables ($x_{\text{separación}} = 150$ m) relativamente mayor que la penetración de corriente $\delta = 23$ m, obtenida para la resistividad del terreno ($\rho_{\text{terreno}} = 0{,}1\ \Omega \cdot \text{m}$) y la frecuencia ($f = 50$ Hz), esto es $x_{\text{separación}} = 150$ m frente a $\delta = 23$ m.

En cuanto a los términos mutuos en la matriz de admitancias, son nulos por las hipótesis establecidas en la sección B.1.2, en donde se consideró el terreno como un conductor perfecto a estos efectos, operando como una pantalla electrostática.

La matriz de impedancias queda descrita por las impedancias primitivas del cable, ya que se desprecia los acoplamientos entre cables:

$$\begin{aligned}
\operatorname{Re}\underline{Z}_{\text{Cable}} &= \begin{pmatrix} 0{,}1479 & 0{,}1035 & 0{,}1035 & 0{,}0874 & 0{,}0603 \\ & 0{,}4646 & 0{,}1035 & 0{,}0874 & 0{,}0603 \\ & & 0{,}4110 & 0{,}0874 & 0{,}0603 \\ & & & 0{,}3667 & 0{,}0603 \\ & & & & 0{,}3173 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Conductor fase} \\ \text{Cubierta} \\ \text{Refuerzo} \\ \text{Armadura interna} \\ \text{Armadura externa} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \\
\operatorname{Im}\underline{Z}_{\text{Cable}} &= \begin{pmatrix} 0{,}5914 & 0{,}5107 & 0{,}5075 & 0{,}4634 & 0{,}4007 \\ & 0{,}5098 & 0{,}5075 & 0{,}4634 & 0{,}4007 \\ & & 0{,}5074 & 0{,}4634 & 0{,}4007 \\ & & & 0{,}4523 & 0{,}4007 \\ & & & & 0{,}3916 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Conductor fase} \\ \text{Cubierta} \\ \text{Refuerzo} \\ \text{Armadura interna} \\ \text{Armadura externa} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]
\end{aligned} \tag{9.5}$$

Para todo el circuito, la matriz de impedancias primitivas queda:

$$\underline{Z}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{\text{Cable}} & 0_{5\times5} & 0_{5\times5} \\ & \underline{Z}_{\text{Cable}} & 0_{5\times5} \\ & & \underline{Z}_{\text{Cable}} \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Cable fase A} \\ \text{Cable fase B} \\ \text{Cable fase C} \end{matrix} \tag{9.6}$$

Análogamente, la matriz de admitancias para cada cable y para el circuito queda (c es una conductancia de muy alto valor, simulando el contacto):

$$\mathrm{Re}\,\underline{Y}_{\text{Cable}} = \begin{pmatrix} 0{,}1319 & -0{,}1319 & 0 & 0 & 0 \\ -0{,}1319 & c & -c & 0 & 0 \\ & -c & c+2{,}5573 & -2{,}5573 & 0 \\ & & -2{,}5573 & 3{,}4446 & -0{,}8873 \\ & & & -0{,}8873 & 1{,}1336 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Conductor fase} \\ \text{Cubierta} \\ \text{Refuerzo} \\ \text{Armadura interna} \\ \text{Armadura externa} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right]$$

$$\mathrm{Im}\,\underline{Y}_{\text{Cable}} = \begin{pmatrix} 43{,}95 & -43{,}95 & 0 & 0 & 0 \\ & 43{,}95 & 0 & 0 & 0 \\ & & 255{,}7 & -255{,}7 & 0 \\ & & -255{,}7 & 2030 & -1774 \\ & & & -1774 & 2267 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Conductor fase} \\ \text{Cubierta} \\ \text{Refuerzo} \\ \text{Armadura interna} \\ \text{Armadura externa} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right] \tag{9.7}$$

$$\underline{Y}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{\text{Cable}} & 0_{5\times5} & 0_{5\times5} \\ & \underline{Y}_{\text{Cable}} & 0_{5\times5} \\ & & \underline{Y}_{\text{Cable}} \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Cable fase A} \\ \text{Cable fase B} \\ \text{Cable fase C} \end{matrix} \tag{9.8}$$

Matriz de impedancias y admitancias de fase a frecuencia industrial La reducción de las matrices primitivas hasta los conductores de fase se hace suponiendo que la cubierta, refuerzo, armadura interior y armadura exterior tienen una caída de tensión nula. Esta suposición es más o menos correcta, como se tendrá ocasión de comprobar posteriormente (figura 9.8).

Al no estar acoplados lo cables, los valores para cada fase serán similares, y los elementos mutuos nulos:

$$\underline{Z}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}1307+j0{,}1049 & 0 & 0 \\ & 0{,}1307+j0{,}1049 & 0 \\ & & 0{,}1307+j0{,}1049 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}1319+j43{,}95 & 0 & 0 \\ & 0{,}1319+j43{,}95 & 0 \\ & & 0{,}1319+j43{,}95 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right] \tag{9.9}$$

Matriz de impedancias y admitancias de secuencia a frecuencia industrial La conversión de valores de fase en valores de secuencia resulta en unos valores similares para todas las secuencias, y del mismo valor que los obtenidos para las matrices de fase, debido a la ausencia de acoplamiento entre fases:

$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}1307+j0{,}1049 & 0 & 0 \\ & 0{,}1307+j0{,}1049 & 0 \\ & & 0{,}1307+j0{,}1049 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}1319+j43{,}95 & 0 & 0 \\ & 0{,}1319+j43{,}95 & 0 \\ & & 0{,}1319+j43{,}95 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right] \tag{9.10}$$

Variación de los parámetros longitudinales con la frecuencia Mientras que la separación entre cables sea mayor que la penetración de la corriente δ, se puede ignorar el terreno y el acoplamiento entre cables (el terreno actuaría como conductor perfecto). Considerando que la resistividad es la asumida por hipótesis, el terreno sí influye al variar la frecuencia. Los parámetros longitudinales de secuencia, resistencia e inductancia, varían con la frecuencia, no solo por la influencia del terreno, sino por el efecto *skin* en cada una de las capas del cable.

En la figura 9.6 se muestran la resistencia y la inductancia que componen las impedancias de secuencias, en un margen de frecuencias 0.1 Hz -10 kHz. La resistencia aumenta hasta en 8 veces con respecto a los valores a 50 Hz para una frecuencia superiores a ésta, debido fundamentalmente al efecto *skin*. La inductancia se mantiene más o menos estable a frecuencias superiores a la industrial, pero aumenta hasta 9 veces cuando se alcanzan frecuencias bajas. Se puede observar que los valores de las secuencias directa, inversa y homopolar van de la mano excepto a frecuencias muy bajas, menores que 0.5 Hz, en donde la inductancia de la secuencia homopolar se desmarca levemente, debido a la influencia del terreno.

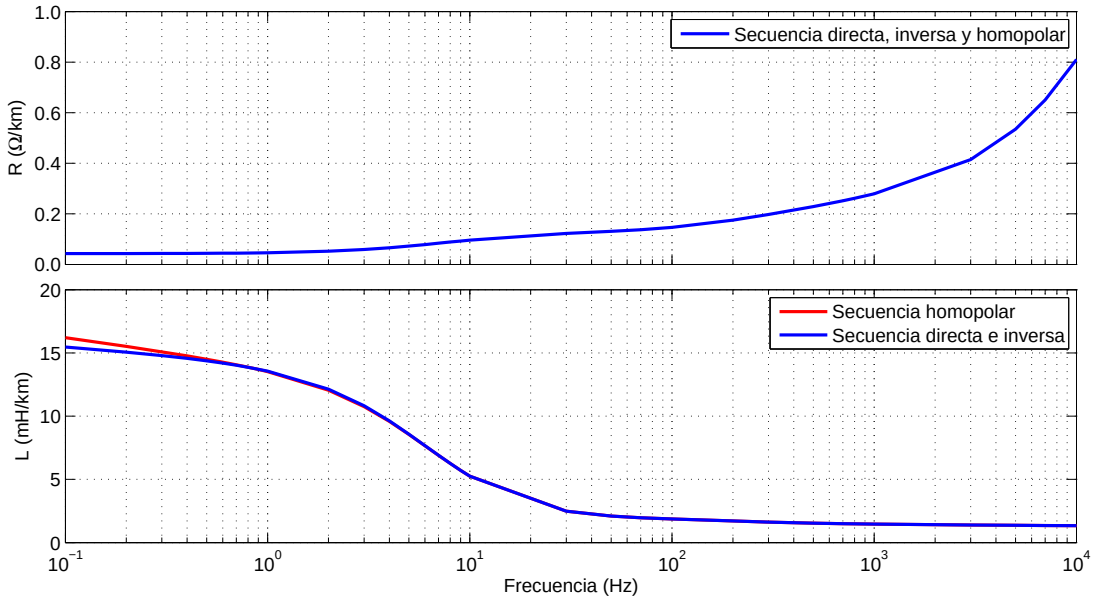


Figura 9.6: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia

Distribución de tensiones y corrientes Haciendo uso del método mostrado en el apéndice B.1.4, se pueden evaluar las tensiones y corrientes en todos los conductores de cada cable para distintas hipótesis de operación. Para el caso de cables submarinos, la compensación se puede realizar solo en los extremos, y las capas exteriores están como mínimo puestas a tierra en dichos extremos.

Para una línea de 100 kilómetros de longitud, compensada en ambos extremos a partes iguales, sin conexión equipotencial entre capas, y en vacío, la distribución de tensiones y corrientes para todos los conductores de un cable (fase A) es la mostrada en las figuras 9.8, 9.10 y 9.12. Para el mismo caso anterior, pero en donde hay conexión equipotencial entre capas cada kilómetro, la distribución de tensiones y corrientes para todos los conductores de un cable (fase A) es la mostrada en las figuras 9.9, 9.11 y 9.13.

La compensación trifásica en cada extremo es de 38.4 MVAr inductivos (reactancia), valor que se ha obtenido mediante iteraciones hasta que en vacío la tensión en ambos nudos sea igual a la nominal. Se puede observar que este valor es parecido al obtenido con la hipótesis habitual, en donde se supone que la tensión entre conductor de fase y cubierta es constante e igual a la tensión de fase nominal a lo largo de toda la línea:

$$Q_{\text{generada cable}} = BU_{\text{fase}}^2 = 43{,}95 \cdot 10^{-6} \left(\frac{132000}{\sqrt{3}}\right)^2 = 0{,}255 \quad \left[\frac{\text{MVAr}}{\text{km}}\right] \tag{9.11}$$
$$Q_{100\,\%} = 3 \cdot 0{,}255 \cdot 100 = 2 \cdot 38{,}25 \quad \text{[MVAr]}$$

En la figura 9.8 se puede observar que la tensión en el conductor de fase es mayor en la parte central del trazado, lo cual es obvio por la reactiva generada en el cable, y que sigue una forma aproximadamente parabólica. En la cubierta y el refuerzo, en contacto por diseño, se produce una tensión cuyo módulo llega a un valor máximo de 750 V en la parte central del trazado, y es debida al acoplamiento capacitivo entre capas. En las armaduras, la tensión es prácticamente nula. Recuérdese que la hipótesis era que no existia conexión equipotencial entre capas, ni contacto de la última capa (armadura exterior) con el terreno, que es el considerado a potencial nulo. La tensión entre cubierta-refuerzo y armadura interior es de 700 V en la parte central del trazado, con lo cual debe existir suficiente aislamiento entre estas capas, en la estructura se muestra que hay 4 mm de HDPE. Las tensiones máximas en el punto medio del trazado aumentan para trazados mayores.

En la figura 9.9 se muestra el caso en el que las capas exteriores (cubierta, refuerzo, armadura interna y armadura externa) esán conectadas equipotencialmente cada kilómetro. Se observa que la diferencia estriba en que las capas están a tensión similar, y que la tensión máxima se reduce a 230 V.

En la figura 9.10 se observa que la corriente activa en el conductor de fase, debida a las pérdidas en éste, tiene una valor máximo de 2 A en los extremos y nulo en el punto medio del trazado. La corriente reactiva es también máxima en los extremos, 168 A, y nula en el medio. Estas corrientes producen, además de pérdidas en vacío (0.82 MW), una reducción de la potencia activa transportable.

En la figura 9.11 se muestra para el caso en el que están las capas exteriores conectadas equipotencialmente. La única diferencia estriba en que las corrientes activas son menores, lo cual indica unas pérdidas menores en vacío (0.60 MW).

En cuanto a las corrientes en las capas exteriores, en la figura 9.12 se observa que se distribuyen de forma similar a las del conductor de fase, pero con el sentido de las corrientes reactivas inverso. Hay que destacar que al comparar las corrientes en los casos sin conexión equipotencias y con conexión equipotencial (figura 9.13), las corrientes tienden a ser iguales en todas las capas en el caso de conexión equipotencial. Esto hace que las corrientes que aparecían en la cubierta y refuerzo pasen a las armaduras, provocando una disminución de las pérdidas.

En la figura 9.7 se muestran las pérdidas en la línea al variar la potencia de carga desde 0 hasta 100 MW, que es un valor mayorado de la potencia activa máxima, como se verá seguidamente. Se observa que la conexión equipotencial de las capas exteriores propicia una reducción de las pérdidas. El mínimo de las pérdidas medidas en relación a la potencia de carga se sitúa en el entorno de 25-30 MW, siendo éstas del 5 % en el caso sin conexión equipotencial, y 4.2 % en el caso de conexión equipotencial. Dependiendo de la situación del mercado de generación en los dos lados de la línea, las soluciones de transporte de potencia entre sistemas tenderán a este margen de potencias, o a potencias nulas.

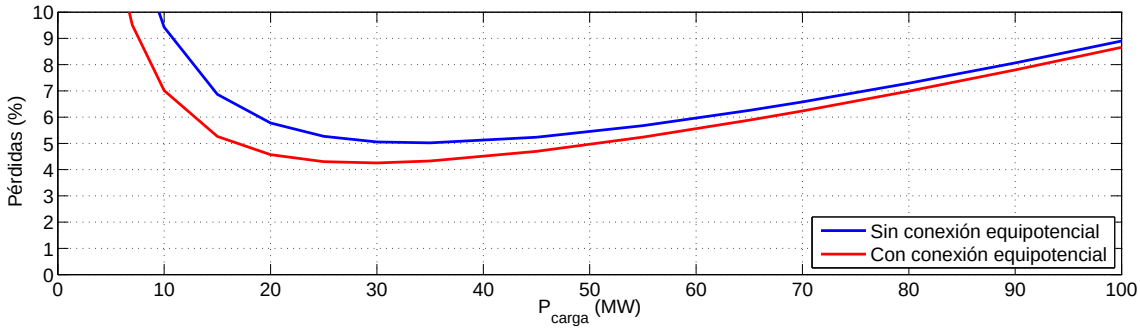


Figura 9.7: Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga

9.3.1.4 Cálculos térmicos

Corriente admisible en régimen permanente La corriente admisible en régimen permanente $I_{\text{admisible}}$ es aquella que provoca que algún elemento del cable llegue a su temperatura máxima de trabajo permanente. En este caso, el elemento limitante del cable es la capa de aislamiento (XLPE), cuya temperatura máxima permanente es de 90°C y está en contacto directo con la mayor fuente de generación de calor, el conductor de fase. Debido a que los cables submarinos se influyen térmicamente entre ellos en la arribada (separación de 0.5-2 metros), el problema térmico debe atacarse bidimensionalmente mediante la ecuación en derivadas parciales de la conducción de calor (ecuación de Poisson).

Para resolver el problema se utiliza *PDE ToolBox™* de MATLAB®, los scripts elaborados se pueden localizar en el apéndice F. Mediante un doble proceso iterativo se llega a la solución: el proceso iterativo principal que resuelve la corriente admisible de fase, y el proceso iterativo secundario que resuelve las resistencias para la corriente simulada en el bucle principal. El doble bucle es necesario ya que la generación de calor en cada elemento conductor es $W_{\text{conductor } i} = R_{\text{conductor } i} I^2_{\text{conductor } i}$, y para cada $I_{\text{conductor } i}$, $R_{\text{conductor } i}$ varía en función de la temperatura alcanzada. Las pérdidas en las capas exteriores al conductor de fase se calculan mediante los factores de pérdidas óhmicas hallados en cada iteración.

Al igual que se hizo para los cálculos eléctricos, cabe diferenciar dos posibles soluciones constructivas, con conexión equipotencial entre capas exteriores cada cierta longitud, o sin ella. La primera provoca una disminución de las pérdidas, lo que indica también un aumento de la capacidad térmica. Se supondrá que no hay conexión equipotencial, lo que equivale estar del lado de la seguridad.

Suponiendo la instalación de cuatro cables (tres funcionando y uno en reserva), la peor situación térmica se da cuando el cable de reserva está en uno de los extremos. El dominio del problema resulta ser simétrico respecto al eje vertical del cable central que está operativo. El dominio del problema puede reducirse a una de las mitades, por ejemplo la izquierda, extendiéndose: en el eje vertical, desde la superficie del terreno hasta la profundidad de enterramiento más una distancia denominada "margen"; en el eje horizontal, desde el eje de simetría hasta la distancia de separación más la distancia "margen". El cálculo se realizará para una profundidad de enterramiento de 1.0 y 1.5 metros, y una separación horizontal de 0.5 y 1.0 metro.

En el contorno superior, en contacto con el aire, debe establecerse una condición de contorno tipo "Robin", o también llamada mixta. Esta condición de contorno permite modelar el proceso convectivo en dicho contorno, relacionando la temperatura superficial, la temperatura ambiente del aire y el flujo de calor disipado a través de la superficie. Para ello hace falta

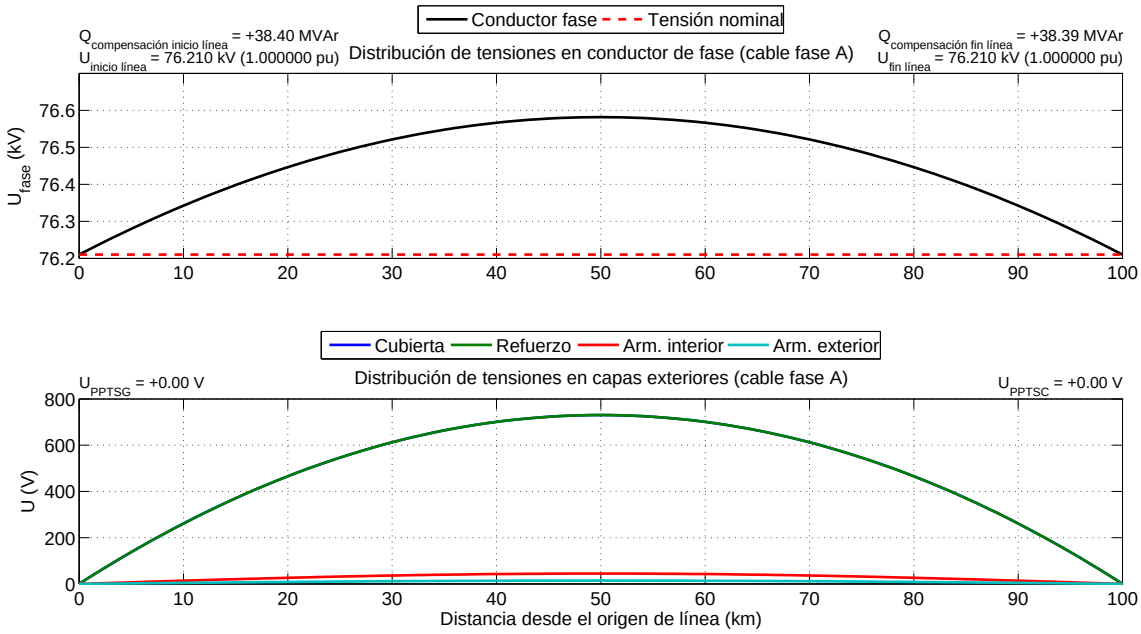


Figura 9.8: Distribución de tensiones en vacío

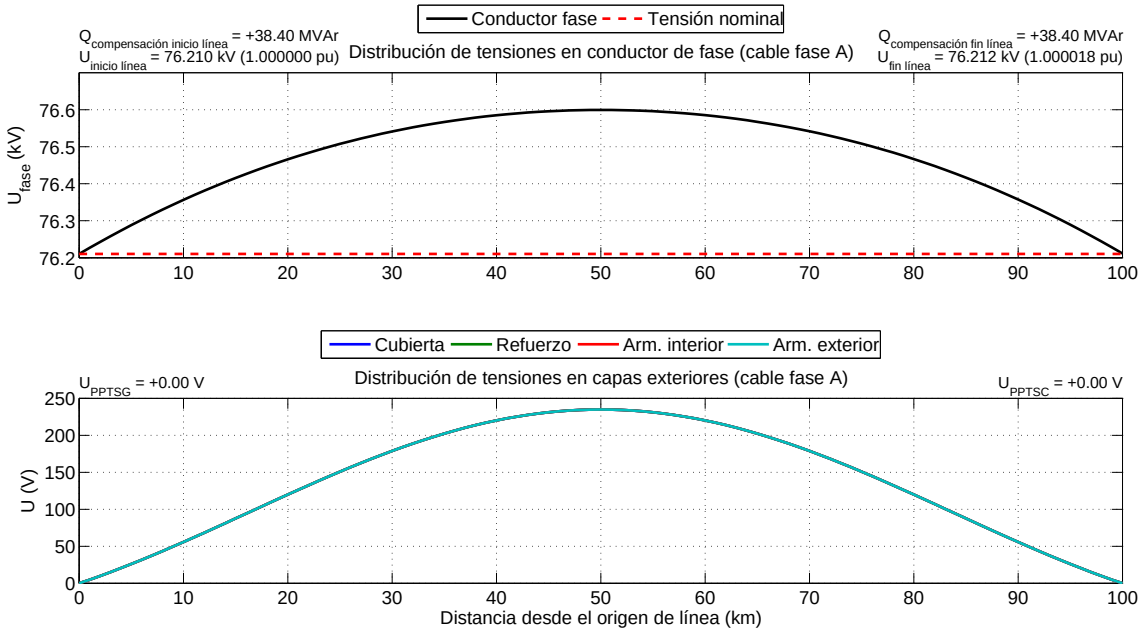


Figura 9.9: Distribución de tensiones en vacío con conexión equipotencial entre capas exteriores

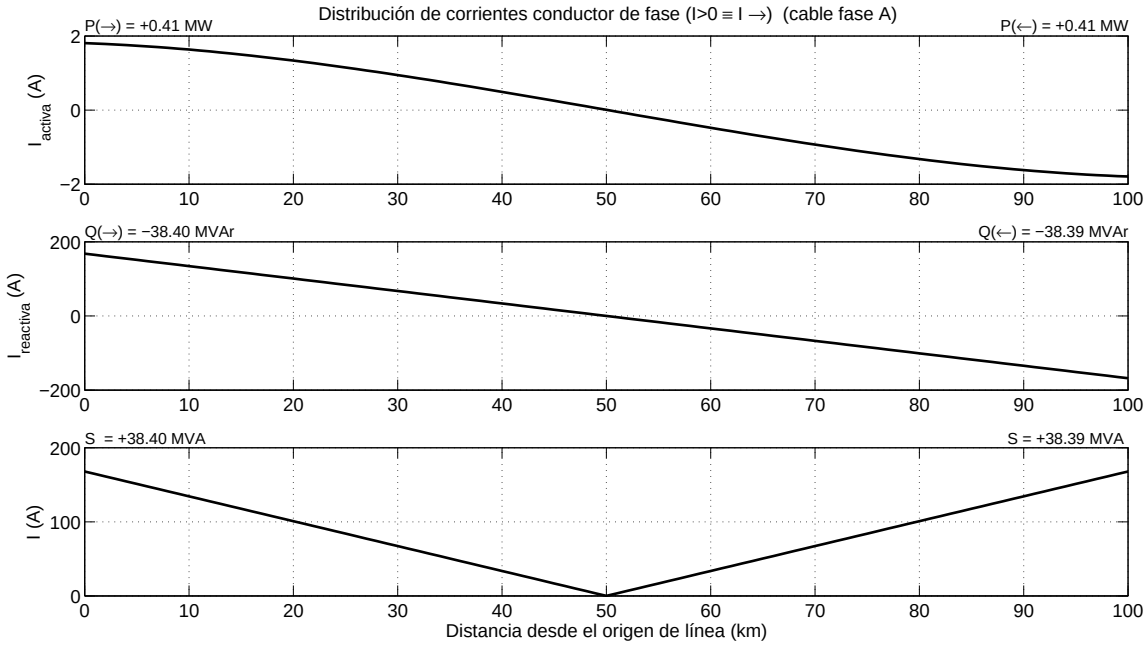


Figura 9.10: Distribución de corrientes en vacío para el conductor de fase

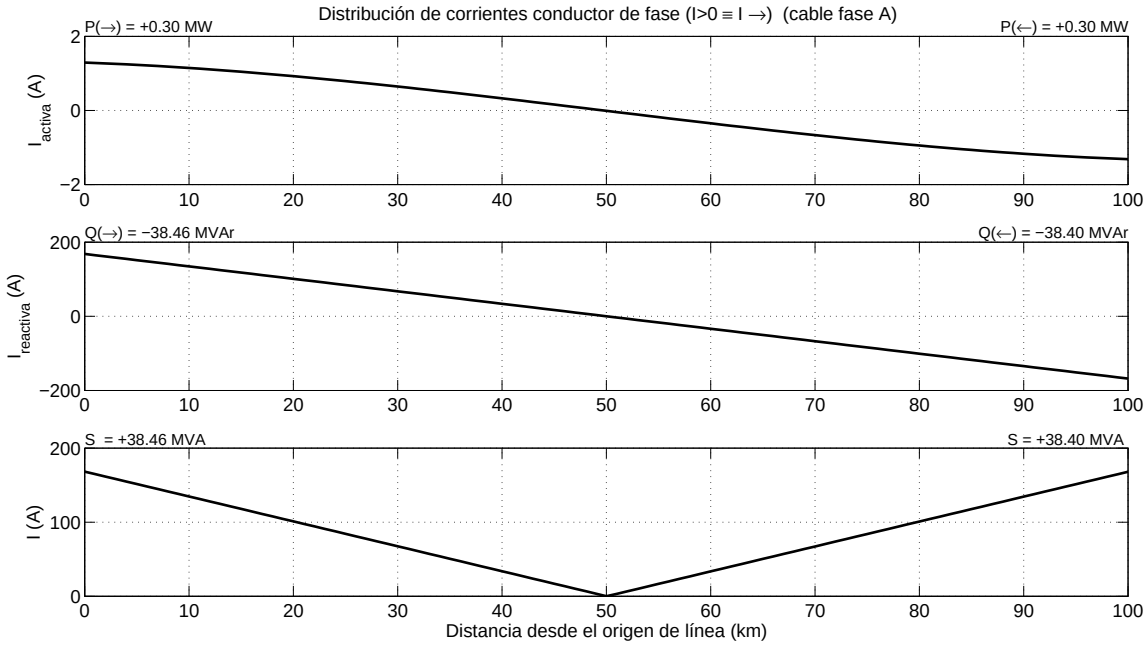


Figura 9.11: Distribución de corrientes en vacío para el conductor de fase con conexión equipotencial entre capas exteriores

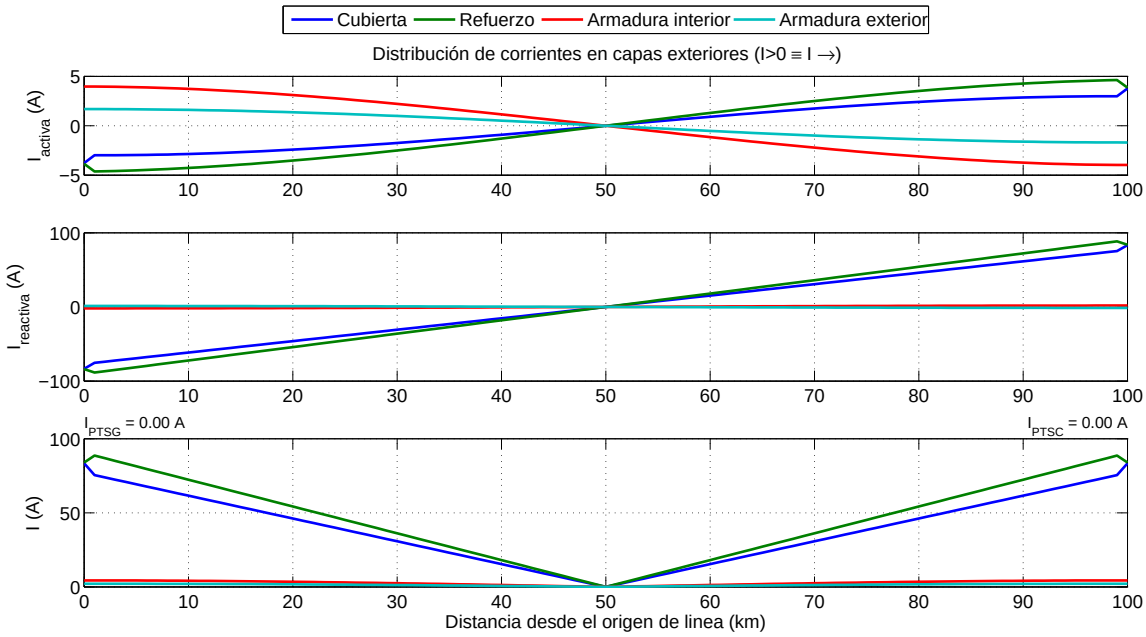


Figura 9.12: Distribución de corrientes en vacío para las capas exteriores

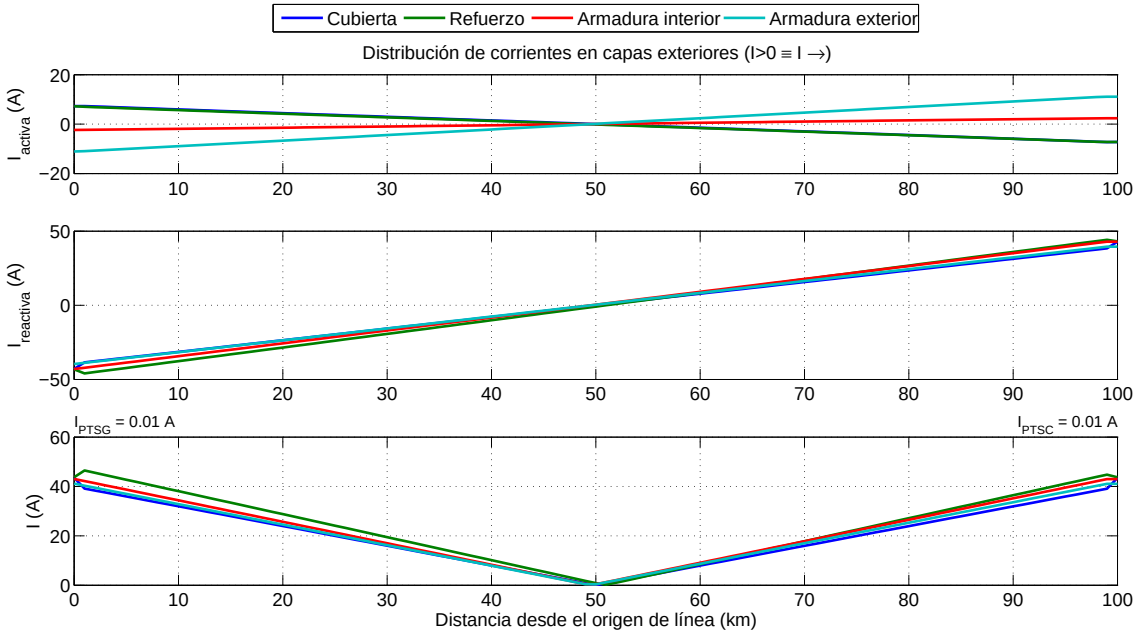


Figura 9.13: Distribución de corrientes en vacío para las capas exteriores con conexión equipotencial entre dichas capas

establecer la temperatura del aire T_{aire} (T_∞) y el coeficiente de convección o de película h_{aire}. La temperatura del aire T_{aire} puede variar ampliamente según las condiciones climáticas en las arribadas, desde 15 hasta 35°C para el clima de las Islas Canarias. El coeficiente de convección h_{aire} puede variar también muy ampliamente, considerando un proceso convectivo natural en el aire circundante, los valores típicos van desde 5 hasta 25 $\frac{W}{m^2K}$. El cálculo se realizará para una T_{aire} de 25°C (máxima de invierno) y 35°C (máxima de verano), y para un h_{aire} de 5 y 25 $\frac{W}{m^2K}$.

La distancia "margen" antes definida permite suponer que las condiciones de contorno en la cara inferior e izquierda del dominio sean de tipo Neumann. Cuanto mayor sea la distancia "margen", menor flujo calorífico se disipa en estas fronteras, y en mayor medida lo realiza la superficie en contacto con el aire. Con lo cual, una distancia "margen" suficiente permite establecer que en las caras inferior e izquierda el flujo de calor que las atraviesa sea nulo. En la cara derecha, que se ha establecido como el eje de simetría del problema, tiene también una condición de Neumann nula, ya que por simetría, no existe flujo de calor a través de la normal de la frontera.

Los valores de las conductividades térmicas de los elementos del cable se supondrán típicas. En cuanto a las conductividades térmicas del terreno, éstas pueden variar desde 0.5 hasta 1.5 $\frac{W}{mK}$. Según [5, figura 4-1], la humedad del terreno es vital para la variación de esta conductividad. En terrenos de más de un 10 % de humedad en peso la conductividad tiende a valores mayores de 1.5 $\frac{W}{mK}$ casi independientemente del tipo de terreno. En terrenos de menor humedad, la conductividad puede llegar hasta valores de 0.5 $\frac{W}{mK}$. El cálculo se realizará para conductividades térmicas de 0.5 y 1.5 $\frac{W}{mK}$.

En la tabla 9.3 se muestran las corrientes admisibles en régimen permanente para distintas condiciones de instalación.

$k_{terreno}$ $\frac{W}{mK}$	T_{aire} °C	$x_{separación}$ m	$y_{profundidad}$ m	h_{aire} $\frac{W}{m^2K}$	$I_{admisible}$ A	$S_{admisible}$ MVA
0.5	35.0	0.5	1.5	5.0	248	57
0.5	35.0	0.5	1.5	25.0	249	57
0.5	35.0	0.5	1.0	5.0	266	61
0.5	35.0	0.5	1.0	25.0	270	62
0.5	35.0	1.0	1.5	5.0	268	61
0.5	35.0	1.0	1.5	25.0	271	62
0.5	35.0	1.0	1.0	5.0	291	67
0.5	35.0	1.0	1.0	25.0	296	68
0.5	25.0	0.5	1.5	5.0	269	62
0.5	25.0	0.5	1.5	25.0	270	62
0.5	25.0	0.5	1.0	5.0	289	66
0.5	25.0	0.5	1.0	25.0	293	67
0.5	25.0	1.0	1.5	5.0	289	66
0.5	25.0	1.0	1.5	25.0	295	67
0.5	25.0	1.0	1.0	5.0	317	72
0.5	25.0	1.0	1.0	25.0	322	74
1.5	35.0	0.5	1.5	5.0	392	90
1.5	35.0	0.5	1.5	25.0	402	92
1.5	35.0	0.5	1.0	5.0	414	95
1.5	35.0	0.5	1.0	25.0	429	98
1.5	35.0	1.0	1.5	5.0	421	96
1.5	35.0	1.0	1.5	25.0	432	99

Tabla 9.3: Continúa

$k_{terreno}$ $\frac{W}{mK}$	T_{aire} °C	$x_{separación}$ m	$y_{profundidad}$ m	h_{aire} $\frac{W}{m^2K}$	$I_{admisible}$ A	$S_{admisible}$ MVA
1.5	35.0	1.0	1.0	5.0	446	102
1.5	35.0	1.0	1.0	25.0	464	106
1.5	25.0	0.5	1.5	5.0	427	98
1.5	25.0	0.5	1.5	25.0	437	100
1.5	25.0	0.5	1.0	5.0	450	103
1.5	25.0	0.5	1.0	25.0	467	107
1.5	25.0	1.0	1.5	5.0	458	105
1.5	25.0	1.0	1.5	25.0	470	107
1.5	25.0	1.0	1.0	5.0	486	111
1.5	25.0	1.0	1.0	25.0	504	115

Tabla 9.3: $I_{admisible}$ y $S_{admisible}$ para varias condiciones de instalación

Si se analizan las parejas de casos en donde solo varía uno de los parámetros, se observa que en valores promedio, el cambio de la conductividad térmica del terreno (0.5 a 1.5 $\frac{W}{mK}$) provoca una disminución de la corriente admisible del 37 %, el cambio de temperatura ambiente (25 a 35°C) provoca una disminución del 8 %, el cambio de separación horizontal (1.0 a 0.5 metros) provoca una disminución del 8 %, el cambio de profundidad de enterramiento (1.0 a 1.5 metros) provoca una disminución del 7 % y el cambio del coeficiente de convección (25 a 5 metros) provoca una disminución del 2 %.

Por tanto, el factor más determinante es la conductividad térmica del terreno. A pesar de ser muy variable, en la costa y siempre que el cable submarino no recorra un largo trazado hasta el empalme, la conductividad térmica será muy buena debido a la humedad natural del terreno costero. En todo caso, se puede modificar el material de relleno del cable por uno de muy buena conductividad térmica, con lo cual es un factor controlable. Si para proteger el cable se utiliza una estructura hormigonada, especialmente en la transición agua-tierra, deberá ser un hormigoón de buena conductividad térmica. Según la NBE-CT-79, el hormigón en masa vibrado tiene una conductividad de 1.63 $\frac{W}{mK}$.

La temperatura del aire es un factor también importante y atiende a las condiciones climáticas locales. Para las Islas Canarias, temperaturas de 25 y 35 °C son valores conservadores como temperaturas máximas de invierno y verano, respectivamente.

Las distancias de separación y enterramiento son hasta cierto punto controlables, dependerá del espacio disponible. La profundidad de 1.0 metro es normalmente alcanzable, y siempre que sea menor se aumenta la intensidad admisible. La separación horizontal sí que depende mucho del ancho disponible para instalar el circuito, con lo cual se dejarán las soluciones a 0.5 y 1.0 metro.

La influencia del coeficiente de convección es pequeña entre los valores estudiados, con lo cual se escogerá aquel con el que se obtiene un valor de la corriente admisible más desfavorable, $h_{aire} = 5\ \frac{W}{m^2K}$.

En la tabla 9.4 se muestra la tabla 9.3 reducida tras el análisis de las posibilidades de adaptación de las instalaciones. Dada la cercanía en los valores de corriente admisible y siendo conservadores, se puede concluir para este estudio que dichos cables tendrán una capacidad térmica de 95 MVA (416 A) en verano, y 100 MVA (437 A) en invierno.

En la figura 9.14 se representa el perfil de temperaturas obtenido para uno de los casos. Las temperaturas máximas en cada capa conductora se muestran en la tabla 9.5. Se observa que

$k_{terreno}$ $\frac{W}{mK}$	T_{aire} °C	$x_{separación}$ m	$y_{profundidad}$ m	h_{aire} $\frac{W}{m^2K}$	$I_{admisible}$ A	$S_{admisible}$ MVA
1.5	35.0	0.5	1.0	5.0	414	95
1.5	25.0	0.5	1.0	5.0	450	103
1.5	35.0	1.0	1.0	5.0	446	102
1.5	25.0	1.0	1.0	5.0	486	111

Tabla 9.4: $I_{admisible}$ y $S_{admisible}$ reducidas tras el análisis

las temperaturas en cada conductor son menores que las temperaturas máximas admisibles en régimen permanente por la capa aislante más crítica adyacente.

Capa	**Material**	T (°C)	$T_{admisible}$ (°C)
Conductor	Cobre	90	-
Semiconductora interna	HDPE+C	-	90
Aislante	XLPE	-	90
Semiconductora externa	HDPE+C	-	90
Cubierta	Plomo	84	-
Refuerzo	Cobre	84	-
Anticorrosión	HDPE	-	90
Antiteredo	Tejido especial	-	90
Asiento	Poliéster	-	90
Armadura interna	Acero	82	-
Asiento armadura	Polipropileno	-	90
Armadura externa	Acero	81	-
Protección exterior	Polipropileno	-	90

Tabla 9.5: Temperaturas en los distintos elementos del cable central, caso figura 9.14

Corriente admisible de cortocircuito La corriente de cortocircuito admisible por un elemento conductor $I_{cc\ admisible}$ es aquella corriente, considerada como un valor eficaz constante y equivalente térmicamente, que establecida durante un tiempo t, provoca la elevación de la temperatura del conductor desde una temperatura inicial $T_{inicial}$ hasta una temperatura final T_{final}, siendo T_{final} la mínima temperatura máxima de corta duración admisible $T_{cc\ máxima}$ por los aislantes en contacto con el conductor.

El cálculo de esta corriente es necesario para conocer cuál es el valor máximo de corriente de cortocircuito que puede circular por el elemento conductor considerado durante un tiempo t dado. Ello permite conocer si el ajuste de protecciones es adecuado para lo que puede soportar el cable y sus accesorios. Si el cable posee mayores corrientes de cortocircuito que los elementos en serie asociados con él, serán éstos los que limiten el criterio de protección.

Para el cálculo de dicha corriente para cada capa del cable se utilizan las ecuaciones B.104. Aplicando estas expresiones, en la tabla 9.6 se muestran las corrientes de cortocircuito admisible calculadas para cada una de las capas conductoras. La distribución de temperaturas en el cable es la más desfavorable a efectos de cálculos, esto es, a la máxima temperatura de operación continua.

Como ya se indicó, el cortocircuito más probable es el correspondiente a la rotura de un cable por la caída de un objeto al fondo del mar, en dicho caso, se produce un cortocircuito monofásico que pone en contacto al conductor de fase con todas las capas exteriores y el

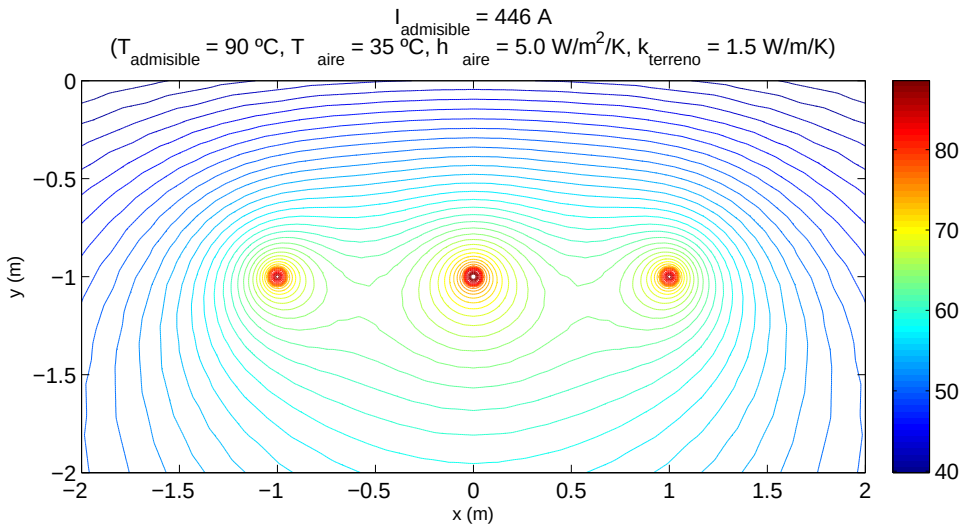


Figura 9.14: Perfil de temperaturas para el tercer caso de la tabla 9.4

mar (cubierta-refuerzo y armaduras). En ese caso, las capas exteriores tienen en conjunto mayor corriente de cortocircuito admisible que el conductor de fase.

Siendo la corriente de cortocircuito trifásica máxima permitida en la red 31.5 kA (para 132 kV), establecida por REE en [79], cualquier cortocircuito monofásico conlleva menor corriente por cualquiera de los conductores. Por tanto, incluso en el caso de fallo más probable, el dimensionamiento a cortocircuito es adecuado.

En el caso de un fallo de aislamiento, menos probable que la caída de objetos externos según se mostró en la tabla 3.3, la corriente de cortocircuito circula por el conductor de fase y la cubierta-refuerzo en lo que constituye un cortocircuito monofásico. La corriente de cortocircuito admisible conjunta cubierta-refuerzo es de 33 kA (0.5 s), siendo un valor incluso mayor que la máxima corriente de cortocircuito admitida en la red.

Relación entre $I_{\text{conductor } i}(x)$, $\underline{Z}_{\text{Fase}}(x)$, $T_{\text{conductor } i}(x)$ y $T_{\text{lecho marino}}(x)$ Los problemas estudiados para las corrientes admisibles, tanto en régimen estacionario como en régimen de cortocircuito, son problemas que se localizan en las arribadas del trazado. Sin embargo, la mayoría del trazado discurre por el trazado submarino, por tanto será en estas condiciones en las que se definan los parámetros eléctricos nominales de la línea.

Debido a que a lo largo del trazado sumergido los cables son independientes térmicamente hablando, la modelización térmica se puede realizar mediante un circuito térmico, ver apéndice B.2.1. Existe una interdependencia entre las corrientes en cada capa conductora, la temperatura de cada capa, la temperatura del lecho marino y la matriz de impedancias (ya que varía la resistividad de los materiales en cada capa del cable).

A lo largo del trazado varía la temperatura del lecho marino (ver figura 4.12 y apéndice A.3), también varía la corriente que circula por los conductores (ver figuras 9.10 y 9.12), e incluso podrían variar las condiciones de instalación (distintas profundidades de enterramiento).

Para observar las sensibilidad de estas variables con respecto a los parámetros fundamentales de la línea, resistencia equivalente de fase y reactancia equivalente de fase, se va a construir curvas isotérmicas (misma $T_{\text{lecho marino}}$) e isoprofundidad (misma $y_{\text{enterramiento}}$), en ellas se

Capa	Material	T_{inicial}	$T_{\text{cc máxima}}$	A	$I_{\text{cc admisible}}$ 0.5 s	$I_{\text{cc admisible}}$ 1.0 s
Conductor	Cobre	90	(250)	400	76	54
Semic. int.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Aislante	XLPE	90	250	-	-	-
Semic. ext.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Cubierta	Plomo	90	(250)	627	11	8
Refuerzo	Cobre	90	(250*)	110	22	15
Anticorrosión	HDPE	90	250*	-	-	-
Antiteredo	Tejido especial	90	-	-	-	-
Asiento	Poliéster	90	125	-	-	-
Arm. int.	Acero	90	(125)	640	18	13
Asiento arm.	Polipropileno	90	150	-	-	-
Arm. ext.	Acero	90	(150)	691	25	18
Prot. ext.	Polipropileno	90	150	-	-	-

Nota: Temperaturas en °C, áreas en mm^2 *y corrientes en* kA.

**Temperaturas de corta duración reales de 125°C. Al ser el campo eléctrico débil en estas capas (<* 250 V/mm*, ver figura 9.8), y por no ser aislante principal, se puede admitir una temperatura de corta duración de 250°C.*

Tabla 9.6: Corrientes de cortocircuito admisibles

supondrá una resistividad térmica de 0.7 $\frac{\text{Km}}{\text{W}}$. Se van a comparar la variación de la temperatura de los conductores, resistencia equivalente de fase y reactancia equivalente de fase, con respecto a la corriente del conductor de fase. El dominio para la corriente de fase será desde los 0 A hasta los 500 A, aunque tal y como se calculó, la corriente admisible en régimen permanente es de 437 A.

En la figura 9.15 se muestran las curvas a distintas $T_{\text{lecho marino}}$. Se puede observar la proporcionalidad entre las curvas a distintas temperaturas del lecho marino, lo cual es claro por lo visto en el apéndice B.2.1. Por tanto, se puede utilizar la temperatura media del trazado submarino como valor a utilizar en todo el trazado, para los trazados estudiados es de $T_{\text{lecho marino}} = 11{,}0°\text{C}$, ver apéndice A.3.

Al variar la corriente de fase, las pérdidas en el conductor de fase y en las capas exteriores aumentan con su cuadrado, afectando de forma más o menos acusada a la temperatura de los conductores, a la resistencia equivalente y a la reactancia equivalente.

Para la temperatura $T_{\text{lecho marino}}$, se observa que la resistencia por unidad de longitud varía desde 0.125 $\frac{\Omega}{\text{km}}$ hasta 0.144 $\frac{\Omega}{\text{km}}$, lo que supone una variación del $\pm 7\,\%$ alrededor de la media de los dos valores (0.1345 $\frac{\Omega}{\text{km}}$). Por su parte, la reactancia por unidad de longitud varía desde 0.1025 $\frac{\Omega}{\text{km}}$ hasta 0.1060 $\frac{\Omega}{\text{km}}$, lo que supone una variación despreciable ($\pm 0.4\,\%$ sobre la media).

Se concluye que al ser las variaciones de los parámetros muy pequeñas, se puede obviar el cambio de resistencia y reactancia equivalente de fase al variar la corriente de fase. Tomando la distribución de temperaturas que se obtiene en el caso de corriente de fase a mitad de su valor máximo, se tiene un error máximo del 7 % en la determinación de la resistencia equivalente.

En la figura 9.16 se muestran las curvas a distintas $y_{\text{enterramiento}}$. Se observa que al variar la profundidad de enterramiento, las temperaturas, y por ende la resistencia equivalente de fase, varía en mayor medida al aumentar la corriente. Esta variación es de apenas un $\pm 4\,\%$ sobre la media en el caso más severo. Por tanto, puede tomarse un valor de la profundidad de enterramiento intermedio, en este caso, $y_{\text{enterramiento}} = 1{,}0$ m.

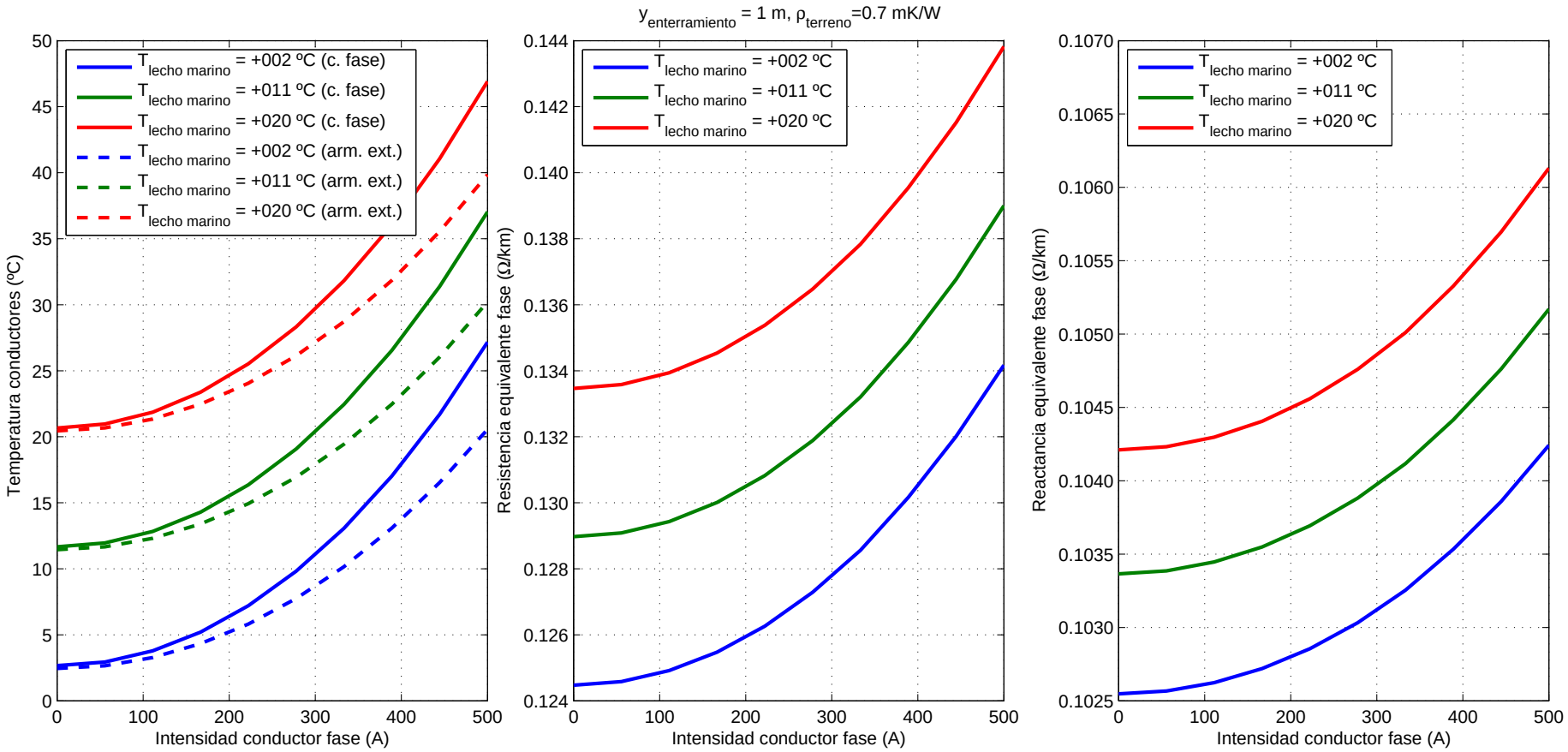


Figura 9.15: Curvas paramétricas con respecto a $T_{\text{lecho marino}}$ ($y_{\text{enterramiento}} = 1{,}0$ m)

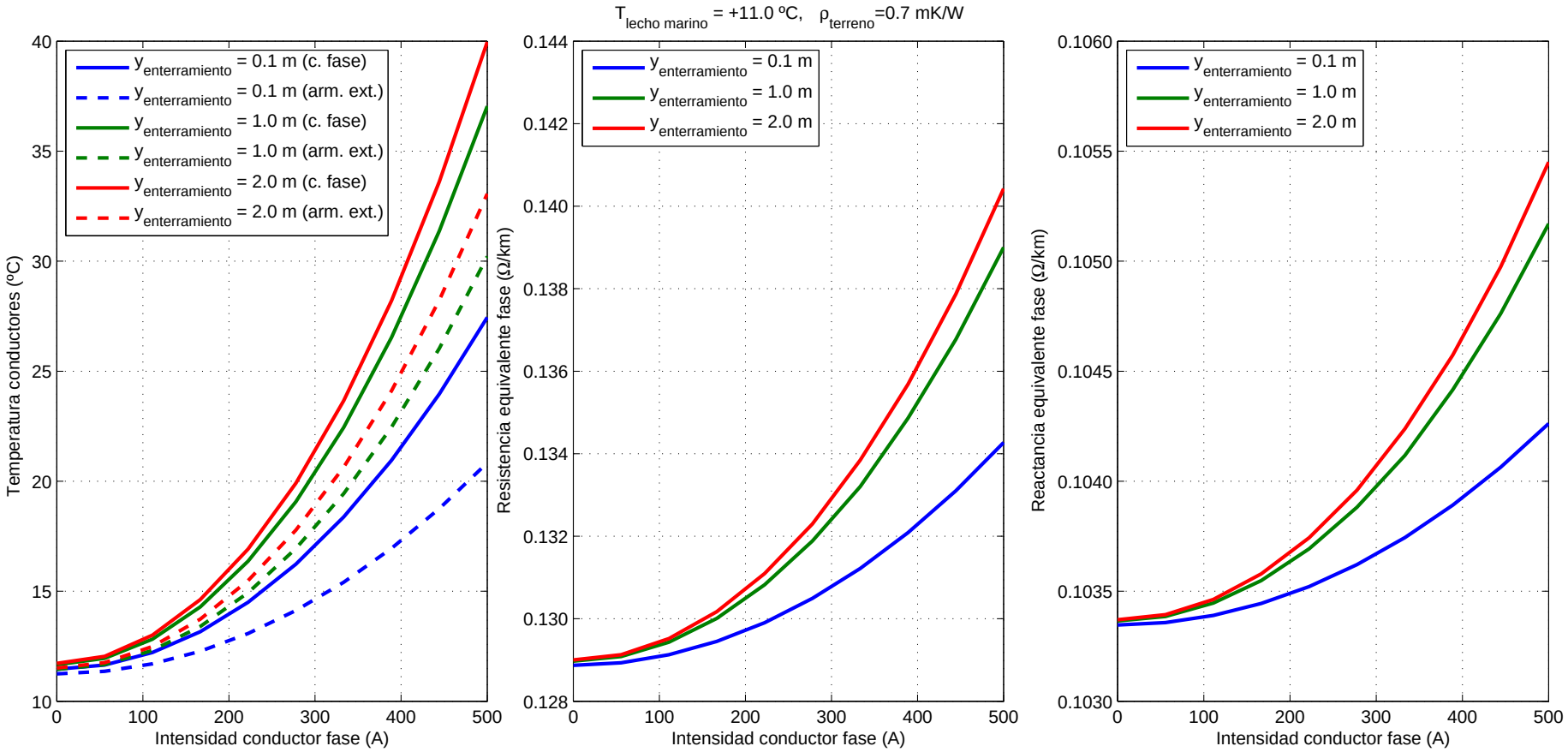


Figura 9.16: Curvas paramétricas con respecto a $y_{\text{enterramiento}}$ ($T_{\text{lecho marino}} = 11°\text{C}$)

En conclusión, para el cálculo de los parámetros eléctricos nominales de la línea se utilizarán las siguientes hipótesis: $T_{\text{lecho marino}} = 11{,}0°\text{C}$, $y_{\text{enterramiento}} = 1{,}0$ m y distribución de temperaturas en los conductores resultante de una corriente de fase de $I = \frac{I_{\text{admisible}}}{2} = \frac{437}{2} = 219$ A ($T_{\text{cd}} = 16°\text{C}$, $T_{\text{cb}} = 15°\text{C}$, $T_{\text{rf}} = 15°\text{C}$, $T_{\text{ai}} = 14°\text{C}$y $T_{\text{ae}} = 14°\text{C}$).

9.3.2 Tripolar submarino 1200 m, 66 kV CA, 240 mm^2, XLPE

El diseño de este cable responde a los requerimientos de la interconexión Tenerife - La Gomera, propuestas TFLG1 y TFLG2. La configuración de la armadura corresponde con el diseño mostrado en el catálogo "Ultra Deep Water Umbilicals" de *Prysmian*, pero dimensionada para los requerimientos específicos de este caso. La constitución de los núcleos se refiere a los cables aislados con XLPE y cubierta de plomo.

9.3.2.1 Estructura del cable

Los conductores de fase están constituido por alambres circulares de cobre compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 240 mm^2 y el diámetro exterior es de 18.20 mm (factor de relleno 0.92). El diámetro exterior debe ser menor que 20.60 mm y mayor que 17.80 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 34, y el diámetro máximo de cada alambre 3.0 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento para cada conductor de fase está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de XLPE y otra pantalla semiconductora externa. Las capas semiconductoras tienen la función de uniformizar el campo eléctrico en las proximidades de las capas metálicas. Las pantallas semiconductoras tienen un espesor indicado de 1 mm, incluyendo una barrera longitudinal impermeable en la capa exterior. La capa de XLPE tiene 12 mm de espesor, valor correspondiente a aislamientos no húmedos para 66 kV en corriente alterna (cubierta de plomo). Valores basados en [125, página 97, página 20], que es incluso mayor que el usado en catálogo de ABB "XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems. User's Guide" (9 mm).

La cubierta de cada núcleo es de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 2 mm. En el catálogo de ABB "XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems. User's Guide" se especifica un espesor de 1.6 mm para cables tripolares submarinos de 66 kV y 240 mm^2, con lo cual se ha utilizado un valor mayorado.

Entre dos de los núcleos se sitúa un cable óptico (48 fibras monomodo, en línea con ITU-T, Rec. G.652), protegido por una cubierta de cobre soldada longitudinalmente. Se supondrá que la cubierta metálica tiene un radio interior de 6 mm y un espesor 1 mm. Además, encima de ésta se sitúa una cubierta exterior de 1 mm HDPE. Dicha estructura es la usada en el cable Lanzarote - Fuerteventura de 66 kV, [97].

Los tres núcleos se configuran en triángulo equilátero dentro del cable, siendo el radio entre el centro de los núcleos y el centro del cable es de 29 mm. Las cubiertas de todos los núcleos están en contacto equipotencial. El radio exterior del conjunto de cables es de 54.50 mm, y está relleno con HDPE.

El conjunto está cubierto por un asiento de poliéster de 2 mm de espesor nominal. Encima de este asiento se sitúa la armadura interior, y encima de esta última, la armadura exterior. Los alambres son rectangulares con esquinas redondeadas (radio 1.0 mm) y de dimensiones 10.0

mm × 2.50 mm, resultando un área por alambre de 21.86 mm^2. La armadura interior tiene 36 alambres y forma una hélice con ángulo de 16° en sentido horario. La armadura exterior consta de 37 alambres y forma una hélice con ángulo de 14.70° en sentido antihorario. Los ángulos de paso se calculan para cancelar el par torsor de todo el cable.

Por último, el cable tiene una cubierta exterior de protección compuesta por una cubierta impermeable de polipropileno de 3 mm de espesor, que es la usada en proyectos de cables profundos. Así lo demuestra su uso en el diseño de los cables para el "Hawaii Deep Water Cable Project".

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.7. La sección del cable se muestra en la figura 9.17.

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Núcleos (1 × 3)					
Conductor	Cobre	-	09.10	260.2	260.2
Semiconductora interna	HDPE+C	1	10.10	60.3	320.5
Aislante	XLPE	12	22.10	1213.9	1534.4
Semiconductora externa	HDPE+C	1	23.10	142.0	1676.4
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	2	25.10	302.8	1979.2
Cable óptico	48 fibras + Cu + HDPE		8.00	201.0	201.0
Cub. comunes					
Relleno	HDPE	variable	54.50	3192.6	9331.3
Asiento	Poliéster	2	56.50	697.4	10029
Armadura interna	Acero	2	59.00	907.1	10936
Armadura externa	Acero	2	61.50	946.4	11882
Protección exterior	Polipropileno	3	64.50	1187.5	13070

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.7: Composición de las capas del cable

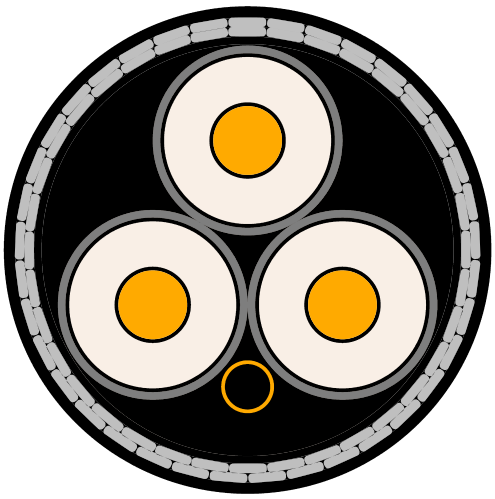


Figura 9.17: Sección del cable (escala 1:2)

9.3.2.2 Cálculos mecánicos

Una vez explicado de forma detallada las consideraciones del cálculo mecánico para el primer cable, sección 9.3.1.2, aquí se mostrarán directamente los resultados destacados.

Esfuerzos durante la instalación La masa del cable resulta de 38.0 kg/m y el peso en agua de 241.5 N/m (24.6 kgf/m). Para el cálculo de la fuerza axial máxima, además se necesitan la hipótesis de profundidad máxima (1200 metros) y la hipótesis del peor estado del oleaje ($H_s = 5$ m, $T_p = 10$ s, ver apéndice A.2) y el ángulo de salida del barco ($\phi = 18°$).

Para el peor estado del oleaje previsible e instalando el cable a 1200 metros de profundidad con un ángulo de salida de $\phi = 18°$, la fuerza axial máxima que aparece en el cable es de 481 kN. La tensión puede disminuir hasta 419 kN si el mar está en calma para esta profundidad. En el apartado 3.3.2 se anotó que la capacidad de tiro máxima de los mayores barcos cableros es de 491 kN. Por tanto, en cuanto a capacidad de tiro, se tiene a disposición un equipo de instalación con cierto margen de seguridad.

Aplicando el cálculo simplificado mostrado en [51] se obtienen las tensiones normales máximas sobre los principales elementos del cable, véase tabla 9.8.

Se observa que la tensión resultante sobre el conductor es alta si se utiliza cobre sin alear, pues una tensión de 133 MPa sobrepasa el límite elástico, pero está lejos de la tensión de rotura. En [13] se señala que, hasta ahora, las tensiones máximas de diseño para los elementos de cobre no superaban los 70 MPa, y que es posible incrementarlo hasta los 100 MPa sin incurrir en deformación plástica, tal y como marca la recomendación Electra 171. La utilización de aleaciones de cobre aptas para aplicaciones electrotécnicas (alta conductividad), tales como la C10100 ($\sigma_{\text{elástico}} = 300$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 330$ MPa) o la C18200 ($\sigma_{\text{elástico}} = 380$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 460$ MPa), son alternativas que permiten tener un mayor coeficiente de seguridad para este caso.

Las capas de plástico y plomo tienen tensiones, 1 y 12 MPa, respectivamente, que distan lo suficiente de los límites elásticos de los materiales. Las tensiones máximas de trabajo para las armaduras son aptas incluso para aceros de bajo contenido en carbono, acercándose al límite elástico pero lejos del de rotura para los aceros templados suaves.

			Típico		Aleaciones	
Capa	**Material**	σ	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	133	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	1	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	12	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	238	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	241	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa.

Tabla 9.8: Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 481 kN)

Si se fijan los extremos del cable y se aplica la fuerza axial de 481 kN, la forma helicoidal que forman los alambres de las armaduras producen un momento de torsión. Sin embargo, eligiendo adecuadamente los ángulos de las hélices que forman los alambres de las distintas capas (incluyendo la del conductor de fase) se puede anular éste. El método simplificado de R. Knapp arroja un momento torsor despreciable de 1.4 N · m para los ángulos de hélice elegidos.

La rigidez a flexión que se obtiene es de 571 kN · m^2. Para doblar el cable sobre un radio de curvatura de 5 metros, radio usual de la polea de salida del barco), se necesita un momento flector de 114 kN · m. La presión lateral SWP máxima que debería soportar el cable es de 96 kN/m (radio de polea de 5 metros).

Esfuerzos durante la operación Una vez visto esto para el caso anterior, sección 9.3.1.2, se puede obviar este cálculo. En aquel caso se obtuvo que las armaduras eran los elementos sometidos a mayores esfuerzos, e incluso aplicando un coeficiente de seguridad de 1.5 para la carga, éstas trabajaban con tensiones muy por debajo de las del límite elástico.

9.3.2.3 Cálculos eléctricos

Para el cálculo de los parámetros eléctricos y su aplicación en el modelo de la línea de transporte, se van a suponer los siguientes datos de instalación:

- Profundidad de enterramiento $y_{\text{enterramiento}}$ indiferente. Uso del modelo *Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan* para el retorno por terreno (ver apéndice B.1.2).
- Resistividad eléctrica del terreno $\rho_{\text{terreno}} = 0{,}1\ \Omega \cdot \text{m}$ uniforme.
- Temperatura de las capas conductoras (ver sección 9.3.2.4):
  - $T_{\text{cd}} = 20°\text{C}$
  - $T_{\text{cb}} = 19°\text{C}$
  - $T_{\text{cbco}} = 19°\text{C}$
  - $T_{\text{ai}} = 18°\text{C}$
  - $T_{\text{ae}} = 18°\text{C}$

Matriz de impedancias y admitancias primitivas a frecuencia industrial A continuación se hallan las matrices de impedancias y admitancias para este cable utilizando el modelo *Brown-Rocamora-Ametani* (ver apéndice B.1.2) para la frecuencia industrial. Se modelan todos los conductores: conductores de fase, cubiertas, cubierta del cable óptico, armadura interna y armadura externa, además del retorno por el terreno.

Para todos los conductores del cable, conjunto que se denominará "Circuito", la matriz de impedancias primitivas queda:

$$\text{Re}\,\underline{Z}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 0{,}1066 & 0{,}0334 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0156 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & 0{,}7930 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0156 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & 0{,}1066 & 0{,}0334 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0289 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & & 0{,}7930 & 0{,}0282 & 0{,}0282 & 0{,}0289 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & & & 0{,}1066 & 0{,}0334 & 0{,}0289 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & & & & 0{,}7930 & 0{,}0289 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & & & & & 0{,}4596 & 0{,}1281 & 0{,}0737 \\ & & & & & & & 0{,}3405 & 0{,}0737 \\ & & & & & & & & 0{,}2806 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\text{Im}\,\underline{Z}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 0{,}6877 & 0{,}6109 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5332 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & 0{,}6100 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5332 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & 0{,}6877 & 0{,}6109 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5848 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & & 0{,}6100 & 0{,}5931 & 0{,}5931 & 0{,}5848 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & & & 0{,}6877 & 0{,}6109 & 0{,}5848 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & & & & 0{,}6100 & 0{,}5848 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & & & & & 0{,}6984 & 0{,}4729 & 0{,}3935 \\ & & & & & & & 0{,}4591 & 0{,}3935 \\ & & & & & & & & 0{,}3813 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{9.12}$$

Donde el orden de los conductores es el siguiente: conductor fase A, cubierta A, conductor fase B, cubierta B, conductor fase C, cubierta C, cubierta cable óptico, armadura interior, y

armadura exterior. Se ha considerado que la cubierta del cable óptico está situada entre las fases B y C.

Análogamente, la matriz de admitancias para cada cable y para el circuito queda (c es una conductancia de muy alto valor, simulando el contacto):

$$\mathrm{Re}\,\underline{Y}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 0{,}14 & -0{,}14 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & 0{,}17+2c & 0{,}00 & -c & 0{,}00 & -c & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & 0{,}14 & -0{,}14 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & & 0{,}14+2c & 0{,}00 & -c & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & & & 0{,}14 & -0{,}14 & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & & & & 0{,}14+2c & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & & & & & 0{,}00 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & & & & & & & c & -c \\ & & & & & & & & 3{,}77+c \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\mathrm{Im}\,\underline{Y}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 46{,}9 & -46{,}9 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ & 51{,}9 & 0{,}0 & -17{,}8 & 0{,}0 & 66{,}2 & -34{,}2 & -19{,}2 & 0{,}0 \\ & & 46{,}9 & -46{,}9 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ & & & 165{,}1 & 0{,}0 & -163{,}7 & 37{,}5 & 25{,}8 & 0{,}0 \\ & & & & 46{,}9 & -46{,}9 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ & & & & & 165{,}1 & -10{,}1 & -10{,}5 & 0{,}0 \\ & & & & & & 2{,}8 & 4{,}0 & 0{,}0 \\ & & & & & & & -0{,}1 & 0{,}0 \\ & & & & & & & & 1256{,}1 \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.13}$$

Matriz de impedancias y admitancias de fase a frecuencia industrial La reducción de las matrices primitivas hasta los conductores de fase se hace suponiendo que las cubiertas, cable óptico, armadura interior y armadura exterior tienen una caída de tensión nula. Esta suposición es una aproximación válida, como se puede comprobar en la figura 9.20. Las matrices de impedancias y admitancias de fase quedan:

$$\underline{Z}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}1487+j0{,}1801 & 0{,}0703+j0{,}0792 & 0{,}0703+j0{,}0792 \\ & 0{,}1522+j0{,}1624 & 0{,}0735+j0{,}0681 \\ & & 0{,}1522+j0{,}1624 \end{pmatrix} \begin{matrix}\text{Fase A}\\ \text{Fase B}\\ \text{Fase C}\end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}14+j46{,}9 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & 0{,}14+j46{,}9 & 0{,}00 \\ & & 0{,}14+j46{,}9 \end{pmatrix} \begin{matrix}\text{Fase A}\\ \text{Fase B}\\ \text{Fase C}\end{matrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.14}$$

Matriz de impedancias y admitancias de secuencia a frecuencia industrial Los valores de fase se pueden transformar en valores de secuencia, según se indica en B.1.3. Los resultados son los siguientes:

$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}2937+j0{,}3193 & -0{,}0022+j0{,}0096 & -0{,}0022+j0{,}0096 \\ & 0{,}0797+j0{,}0928 & 0{,}0010-j0{,}0014 \\ & & 0{,}0797+j0{,}0928 \end{pmatrix} \begin{matrix}\text{Homopolar}\\ \text{Directa}\\ \text{Inversa}\end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}14+j46{,}9 & 0{,}00 & 0{,}00 \\ & 0{,}14+j46{,}9 & 0{,}00 \\ & & 0{,}14+j46{,}9 \end{pmatrix} \begin{matrix}\text{Homopolar}\\ \text{Directa}\\ \text{Inversa}\end{matrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.15}$$

Se observa que las secuencias están acopladas para la matriz de impedancias de secuencia. Sin embargo, el impacto de estos acoplamientos es muy bajo, los valores de los elementos mutuos son <1-3 % de los valores propios de secuencia. La resistencia de la secuencia homopolar es

aproximadamente 3.7 veces mayor, y la reactancia 3.3 veces mayor. Según [72], los cables tripolares suelen tener un valor de entre 3 y 5 veces superior la reactancia homopolar respecto a la de secuencia directa (e inversa), por tanto se está dentro del rango de valores usual.

Variación de los parámetros longitudinales con la frecuencia En la figura 9.18 se muestran la resistencia y la inductancia que componen las impedancias de secuencias, en un margen de frecuencias 0.1 Hz -10 kHz, y para varias resistividades del terreno (0.100 (nominal), 0.001 y 1.000 Ωm).

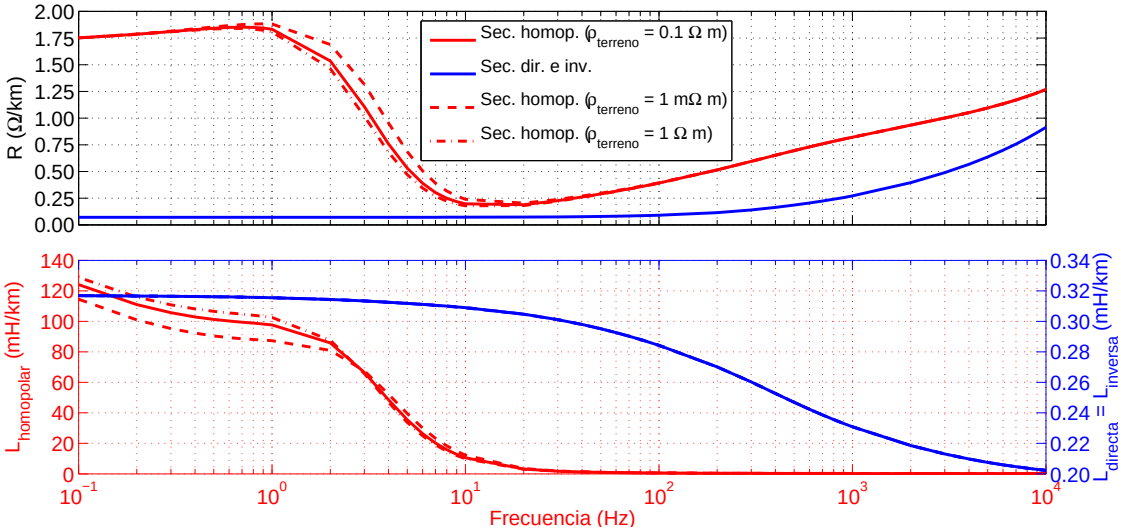


Figura 9.18: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia

La resistencia de secuencia directa e inversa aumenta hasta 10 veces con respecto a los valores a 50 Hz para frecuencias superiores a ésta, debido al efecto *skin*. La inductancia de secuencia directa e inversa se mantiene en un margen desde 0.20 hasta 0.32 mH/km para el dominio de la frecuencia considerado, ±23 % sobre el valor medio 0.26 mH/km.

En cuanto a la resistencia de secuencia homopolar, tiene tres partes diferenciadas: desde 0.1 hasta 1 Hz, desde 1 Hz hasta 10 Hz y de 10 Hz en adelante. El primer tramo es aproximadamente constante a 1.75 Ω/m, en el segundo tramo se produce un descenso de este valor hasta 0.25 Ω/m, y en el tercer tramo la resistencia homopolar crece linealmente con el logaritmo de la frecuencia. En lo que respecta a la inductancia de secuencia homopolar, se tienen cuatro tramos: desde 0.1 hasta 1 Hz, desde 1 Hz hasta 10 Hz, desde 10 Hz hasta 50 Hz y de 10 Hz en adelante. En el primer tramo la inductancia va disminuyendo desde altos valores 130 mH/km hasta 100 mH/km, en el segundo tramo se produce una variación brusca desde 100 mH/km hasta 10 mH/km. En el tercer tramo se pasa desde los 10 mH/km hasta 1 mH/km a frecuencia industrial, y en el último tramo se pasa desde 1 mH/km hasta 0.25 mH/km.

Distribución de tensiones y corrientes Haciendo uso del método mostrado en el apéndice B.1.4, se pueden evaluar las tensiones y corrientes en todos los conductores del cable para distintas hipótesis de operación. Como este cable es de aplicación para la interconexión Tenerife - La Gomera, se supondrá una línea de 37 kilómetros de longitud.

Si se produce la total compensación a partes iguales en cada extremo se consigue el valor mínimo de pérdidas, tanto en la propia línea como en el resto de la red que se conecta

en los extremos. No obstante, ello depende del transporte de reactiva obtenido por el flujo de potencias de los sistemas interconectados. El valor teórico de la potencia reactiva a compensar, considerando la tensión constante a lo largo de la línea, es:

$$\begin{aligned} Q_{\text{generada cable}} &= BU_{\text{fase}}^2 = 46{,}9 \cdot 10^{-6} \left(\frac{66000}{\sqrt{3}}\right)^2 = 0{,}0681 \quad \left[\frac{\text{MVAr}}{\text{km}}\right] \\ Q_{100\,\%} &= 3 \cdot 0{,}0681 \cdot 37 = 7{,}56 \quad [\text{MVAr}] \end{aligned} \tag{9.16}$$

Si no se instalasen las reactancias de compensación, la reactiva generada en el cable se liberará por los extremos de la interconexión, y las pérdidas asociadas dependerán de las consignas de tensión en los sistemas. Se han evaluado las pérdidas para el caso más favorable y el caso más desfavorable, compensación al 50 % en cada extremo y compensación por uno de los extremos, respectivamente, ver figura 9.19.

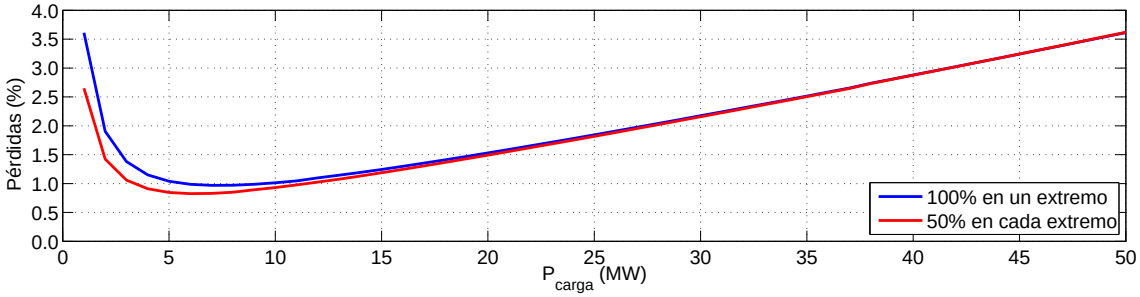


Figura 9.19: Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga

La distribución de tensiones y corrientes para todos los conductores del cable es la mostrada en las figuras 9.20, 9.22 y 9.24, en donde se ha realizado la conexión equipotencial entre cubiertas. En las figuras 9.21, 9.23 y 9.25, se dibujan las mismas curvas pero para el caso sin conexión equipotencial. A diferencia que en el caso del cable unipolar anterior, se ha decidido representar la situación cuando se transporta carga, en este caso 20 MW.

En el caso de conexión equipotencial de cubiertas, la tensión en estas es prácticamente nula en todo el recorrido. Sin embargo, si ésta no se realiza, las tensiones llegan a valores de 230 V en las cubiertas. La cubierta del cable óptico también se pone a tensión, eso sí, de valor muy bajo, 16 V.

Se observa que por la cubierta del cable óptico circula corriente, unos 18 A, siendo ésta mayor que incluso las cubiertas de los conductores de fase. En el caso de estar conectadas equipotencialmente las cubiertas de fase, la corriente que circula por éstas se ve reducida sobremanera, mientras que sin dicha conexión equipotencial, las corrientes alcanzan valores mucho mayores. Esto conlleva, como veremos posteriormente, un aumento de la capacidad de transporte y una disminución de las pérdidas, pero son efectos poco apreciables.

9.3.2.4 Cálculos térmicos

Corriente admisible en régimen permanente Se va a seguir un procedimiento análogo al seguido para el anterior cable (9.3.1.4). En aquel análisis se establecieron los parámetros de instalación que influyen en mayor medida en la capacidad de transporte de los cables.

En base a ello, se van a mantener fijos la profundidad de enterramiento $y_{\text{profundidad}} = 1$ m y el coeficiente de convección del aire en las inmediaciones del terreno $h_{\text{aire}} = 5\ \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$. Se van

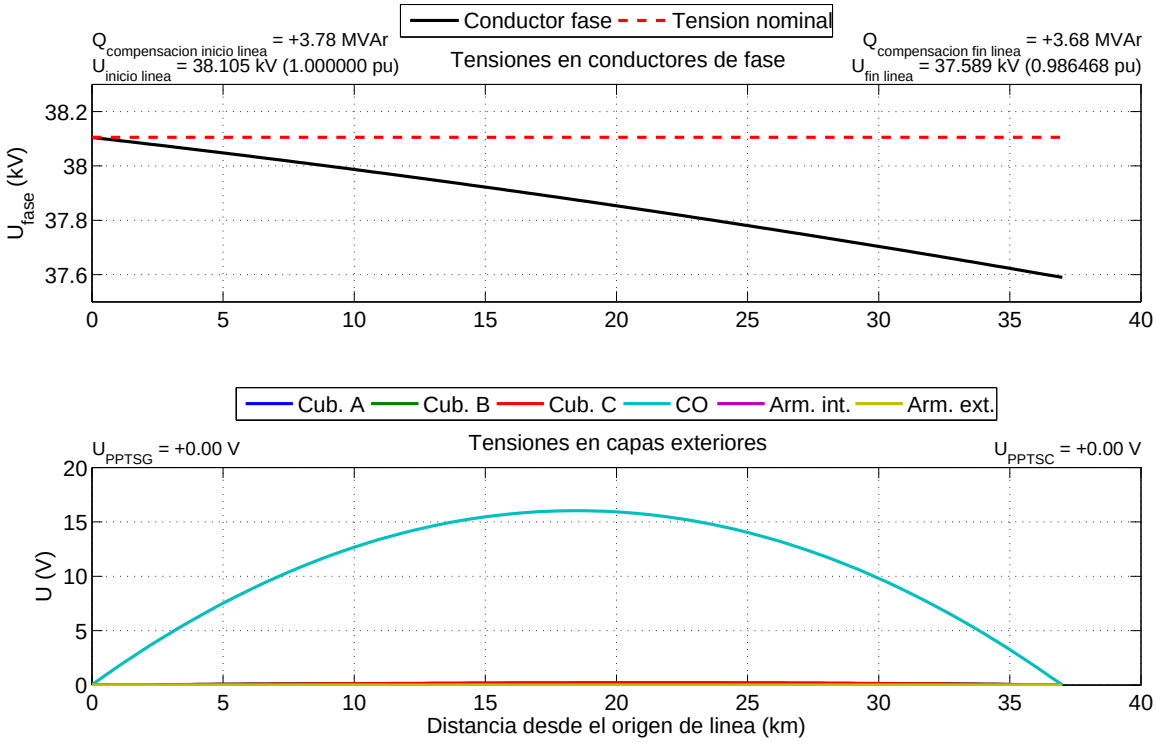


Figura 9.20: Distribución de tensiones (carga 20 MW)

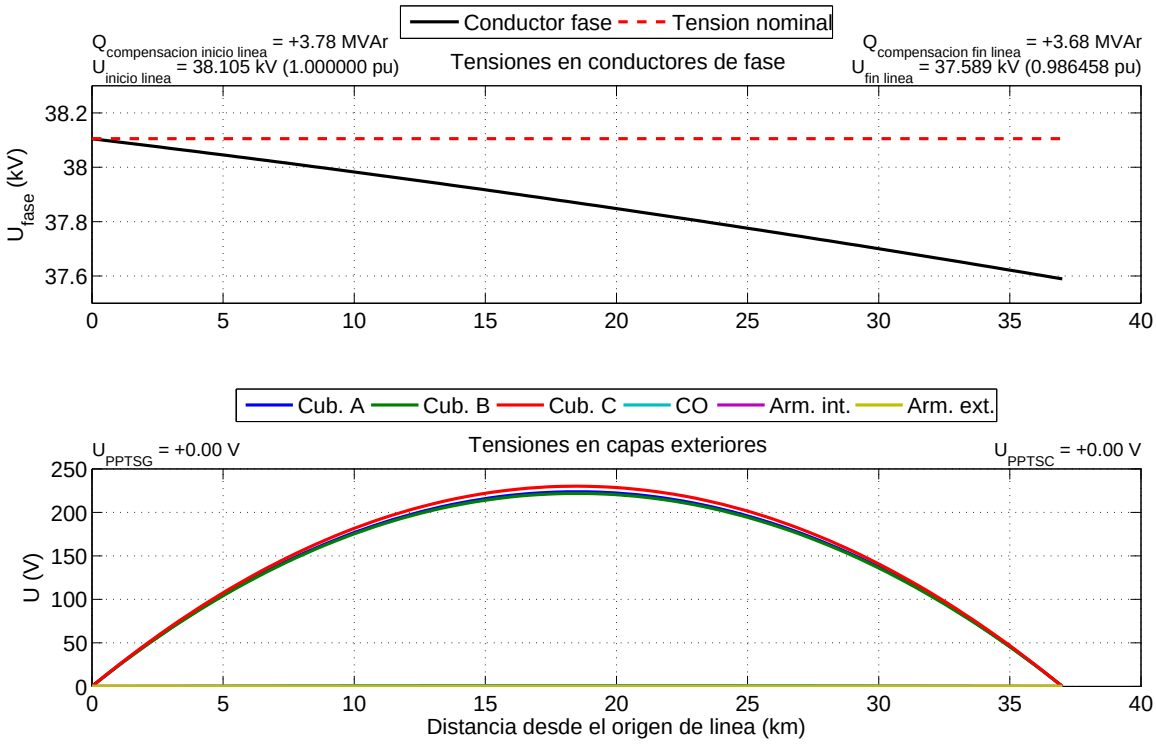


Figura 9.21: Distribución de tensiones (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas

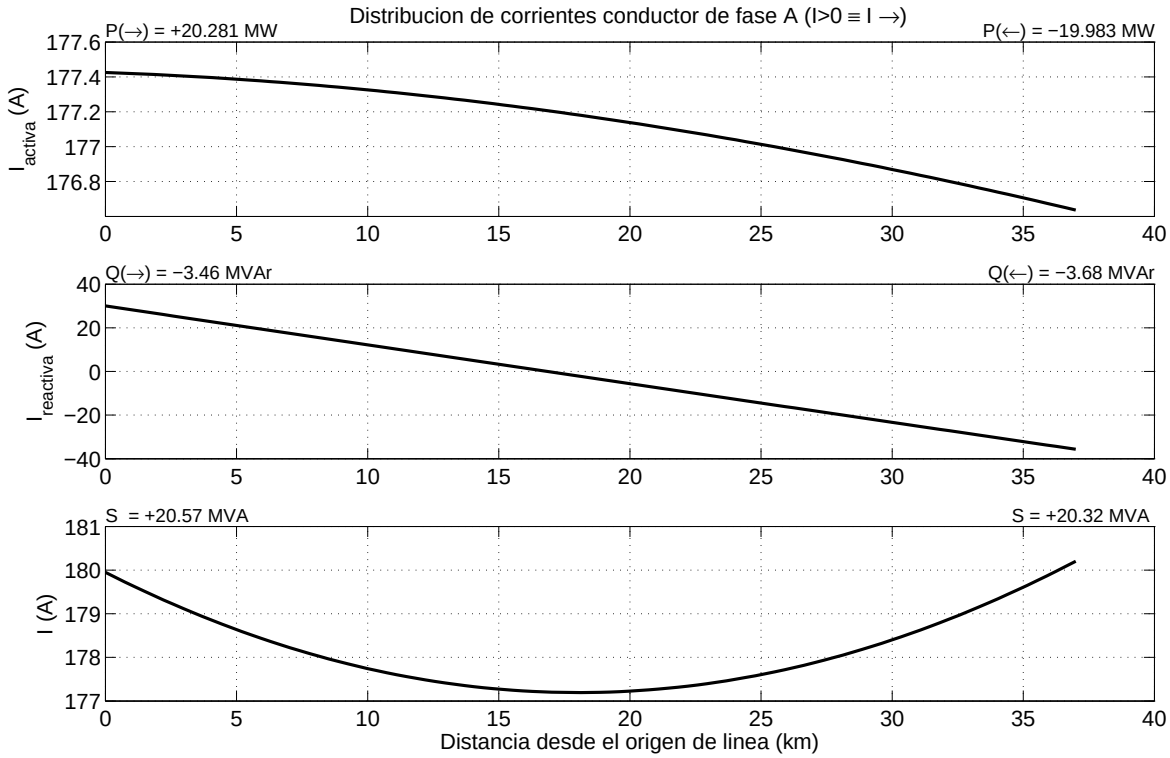


Figura 9.22: Distribución de corrientes del conductor de fase (carga 20 MW)

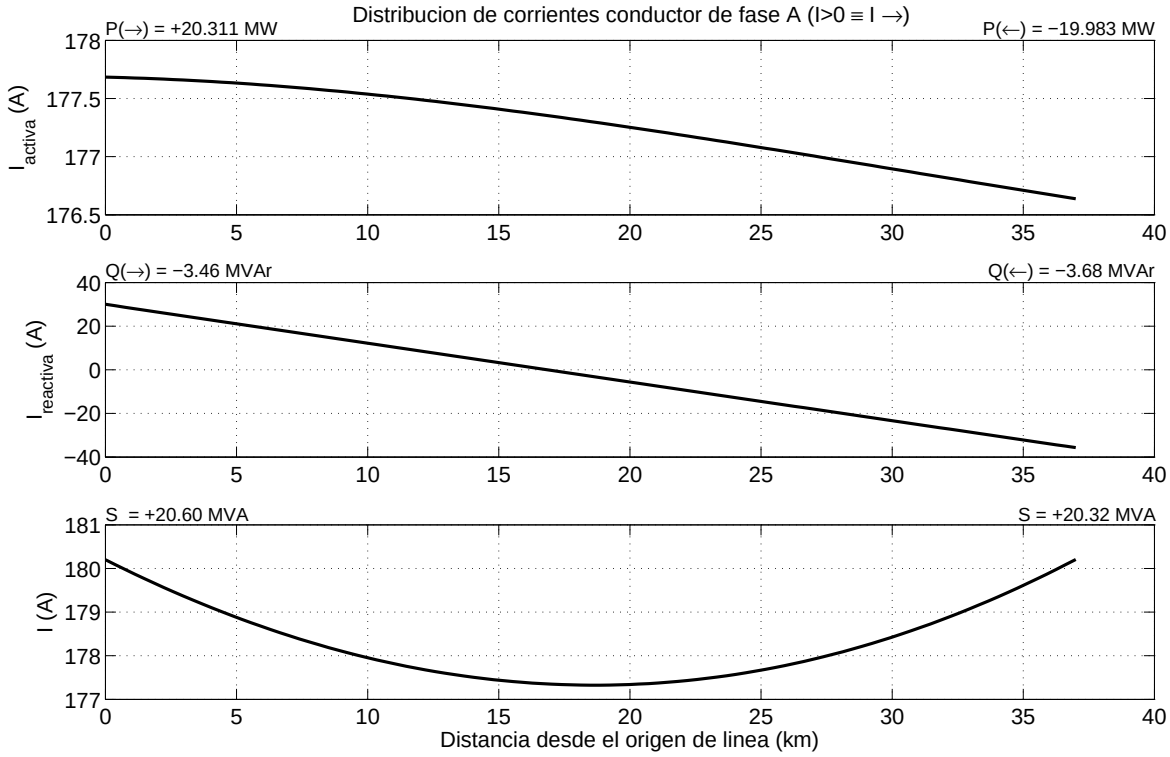


Figura 9.23: Distribución de corrientes del conductor de fase (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas

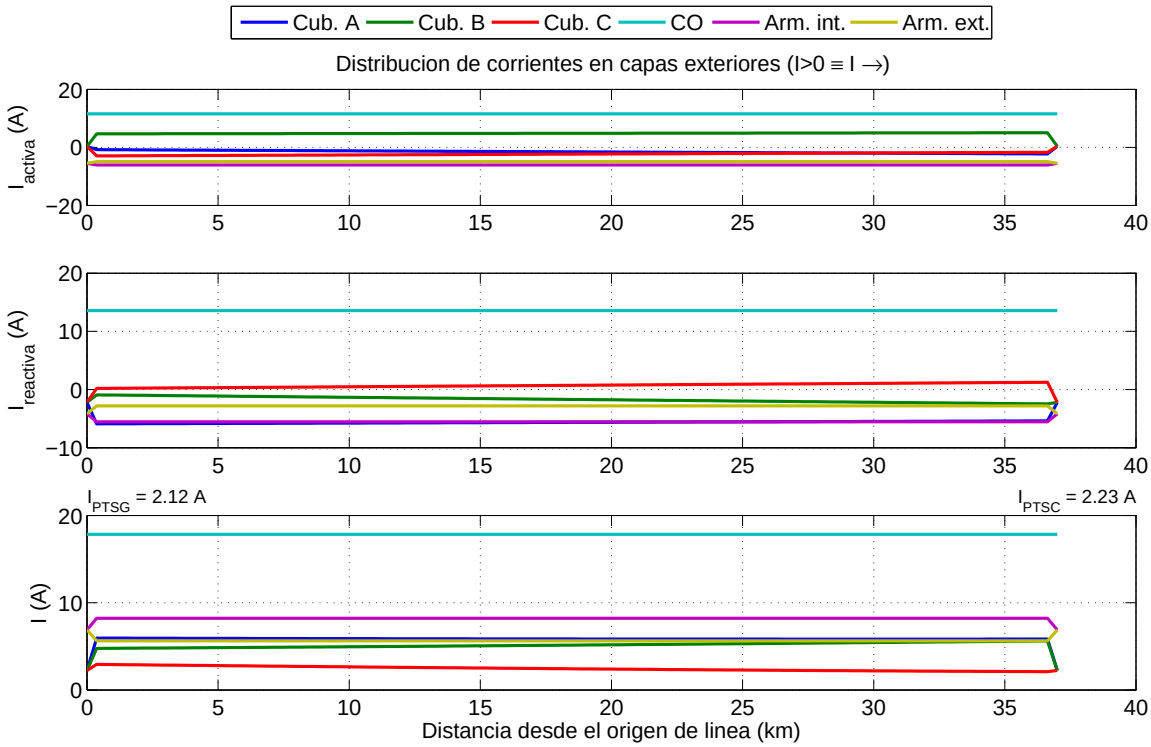


Figura 9.24: Distribución de corrientes en para las capas exteriores (carga 20 MW)

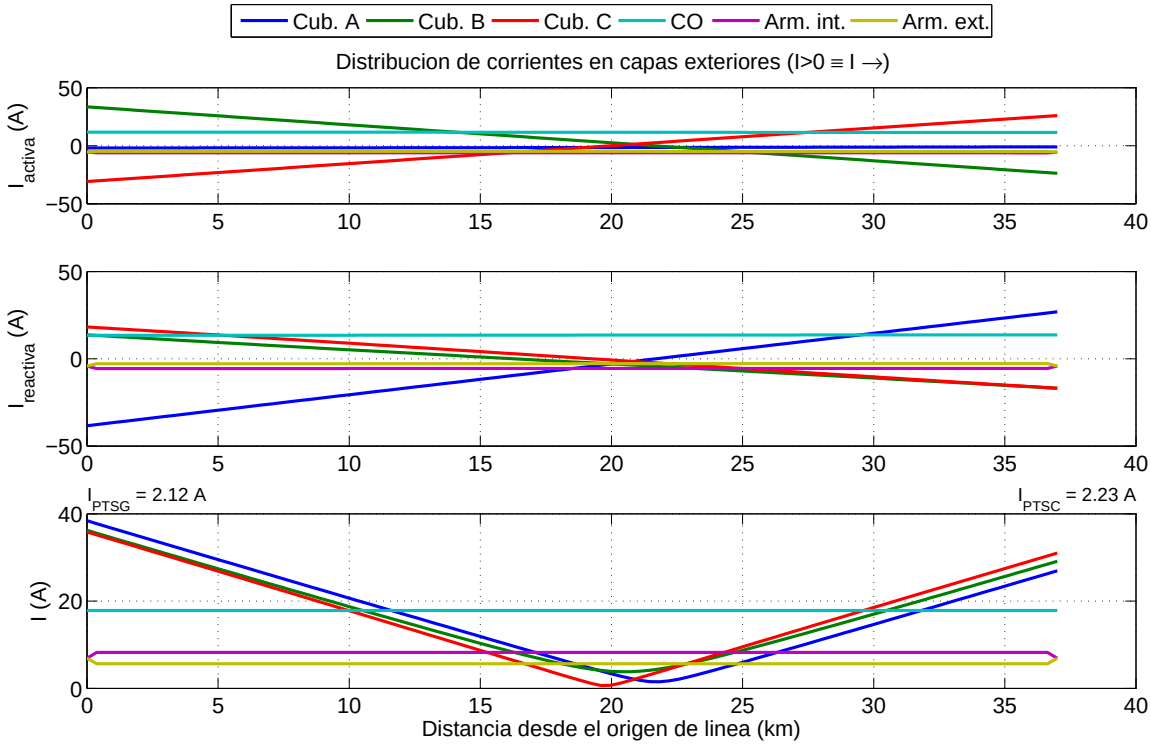


Figura 9.25: Distribución de corrientes en para las capas exteriores (carga 20 MW) sin conexión equipotencial entre cubiertas

a calcular las intensidades admisibles en los conductores de fase para dos temperaturas del aire (35 y 25°C), dos conductividades térmicas del terreno (0,5 y 1,5 $\frac{W}{mK}$), y considerando o no la conexión equipotencial. La temperatura admisible en régimen estacionario para el aislamiento es 90°C.

Al igual que en el caso anterior, para resolver el problema se utiliza *PDE ToolBox™* de MATLAB®. En el script (ver apéndice F) se puede ver que se introducen las pérdidas volumétricas en los conductores (se ignora la cubierta del cable óptico), la temperatura ambiente y la conductividad térmica del terreno y se obtiene la distribución de temperaturas.

En la tabla 9.9 se muestran las corrientes de fase admisibles para las distintas condiciones de instalación que se han considerado.

Obsérvese que el parámetro fundamental es la conductividad térmica del terreno, como ya se vio para el cable anterior. Una conductividad de 0.5 $\frac{W}{mK}$ se encuentra solamente en terrenos pedregosos y secos, mientras que una conductividad de 1.5 $\frac{W}{mK}$ se encuentra en terrenos húmedos. Si se desea estar muy del lado de la seguridad se puede considerar la conductividad más baja, pero hay que tener presente que los ambientes en las arribadas son obviamente húmedos, y es esperable una alta conductividad térmica. El hecho de considerar la conexión equipotencial o no considerarla tiene poco impacto en la capacidad de transporte.

Al no conocerse a ciencia cierta la conductividad térmica, se supondrá una capacidad térmica intermedia de 50 MVA. En la figura 9.26 se muestra el mapa isotérmico (en °C) cuando el cable transporta 40 MVA, con temperatura ambiente de 35°C, y una conductividad térmica de 0.5 $\frac{W}{mK}$. En la figura 9.27 se muestra el mapa de temperaturas (en °C) en el cable y zonas muy próximas al mismo.

Corriente admisible de cortocircuito Para el cálculo de dicha corriente para cada capa del cable se utilizan las ecuaciones B.104. Aplicando estas expresiones, en la tabla 9.10 se muestran las corrientes de cortocircuito admisible calculadas para cada una de las capas conductoras. La distribución de temperaturas en el cable es la más desfavorable a efectos de cálculos, esto es, a la máxima temperatura de operación continua.

Los dos accidentes más probables son un fallo de aislamiento (contacto una fase y su cubierta) y la caída de algún objeto sobre el cable, en cuyo caso pueden darse multitud de contactos. La corriente de cortocircuito trifásica máxima permitida en la red es de 31.5 kA para 66 kV, establecida por REE en [79]. Por tanto, resulta que en principio el cortocircuito más desfavorable, el fallo de aislamiento, tiene la suficiente capacidad de cortocircuito, ya que se tiene la capacidad conjunta de las tres cubiertas (33 kA), que están conectadas equipotencialmente.

Distribución media de temperaturas En la tercera parte de la sección 9.3.1.4 se estudió la dependencia entre los parámetros eléctricos de la línea, la temperatura exterior y la corriente que circula por el conductor de fase, para cable que se estaba estudiando. Las conclusiones de aquel análisis para la determinación de los parámetros eléctricos son varias. Por un lado, se puede considerar una carga media de la línea, por ejemplo a la mitad de la capacidad de transporte. Por otro lado, la temperatura exterior a considerar debe ser la temperatura media exterior a lo largo del trazado.

En el trazado submarino se considerará que el cable está enterrado 1 metro, un terreno de conductividad térmica igual a 0.5 $\frac{W}{mK}$, un coeficiente de convección igual a 100 $\frac{W}{m^2K}$, y una temperatura ambiente de 11°C. La asignación de una temperatura ambiente de 11°C se debe

$k_{terreno}$ $\frac{W}{mK}$	T_{aire} °C	$y_{profundidad}$ m	h_{aire} $\frac{W}{m^2K}$	$I_{admisible}$ A	$S_{admisible}$ MVA
Con conexión equipotencial de cubiertas de fases					
0.5	35.0	1.0	5.0	360	41
0.5	25.0	1.0	5.0	396	45
1.5	35.0	1.0	5.0	518	59
1.5	25.0	1.0	5.0	565	64
Sin conexión equipotencial de cubiertas de fases					
0.5	35.0	1.0	5.0	350	40
0.5	25.0	1.0	5.0	379	43
1.5	35.0	1.0	5.0	508	58
1.5	25.0	1.0	5.0	547	62

Tabla 9.9: $I_{admisible}$ y $S_{admisible}$ para las condiciones de instalación posibles

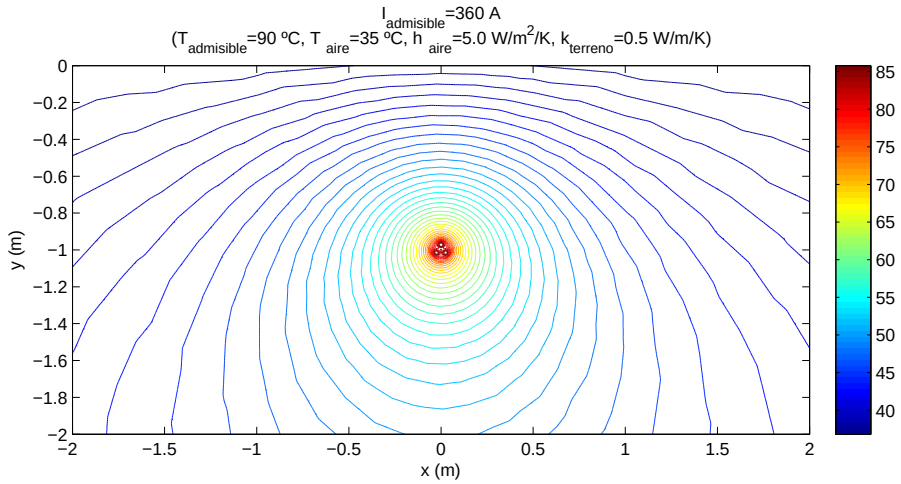


Figura 9.26: Distribución de temperaturas en el cable y en el terreno

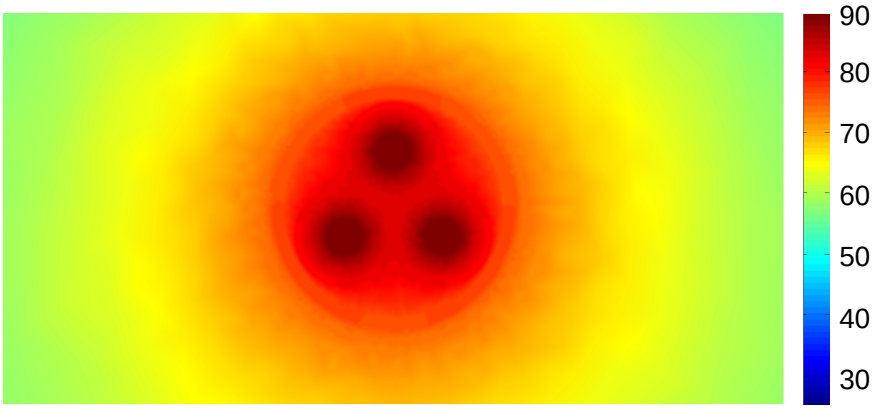


Figura 9.27: Distribución de temperaturas en el cable y zonas próximas

Capa	Material	T_{inicial}	$T_{\text{cc máxima}}$	A	$I_{\text{cc admisible}}$ 0.5 s	$I_{\text{cc admisible}}$ 1.0 s
Núcleos (1×3)						
Conductor	Cobre	90	(250)	240	46	33
Semic. int.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Aislante	XLPE	90	250	-	-	-
Semic. ext.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Cubierta	Plomo	90	(250*)	303	11	7
Relleno	HDPE	90	125	-	-	-
Cable ópt.	Cubierta Cu	90	(250*)	41	8	5
Común						
Relleno	HDPE	90	125	-	-	-
Asiento	Poliéster	90	125	-	-	-
Arm. int.	Acero	90	(125)	787	22	16
Arm. ext.	Acero	90	(150)	809	23	16
Prot. ext.	Polipropileno	90	150	-	-	-

Nota: Temperaturas en °C, áreas en mm^2 *y corrientes en* kA.

**Temperaturas de corta duración reales de 125°C. Al ser el campo eléctrico débil en estas capas (<* 250 V/mm*, ver figura 9.20), y por no ser aislante principal, se puede admitir una temperatura de corta duración de 250°C.*

Tabla 9.10: Corrientes de cortocircuito admisibles

al análisis realizado en A.3. El coeficiente de convección es un valor muy alto, ya que el mar es un sumidero térmico casi perfecto.

El resultado con estas hipótesis son: la temperatura de los conductores de fase es de 20°C, las cubiertas 19°C, la cubierta del cable óptico 19°C, y las armaduras 18°C.

9.3.3 Tripolar submarino 50 m, 66 kV CA, 300 mm^2, EPR

Este cable fue diseñado por Pirelli para la interconexión Lanzarote - Fuerteventura, [97], con lo cual, lo único que se estudiará será el modelo eléctrico. Este cable es del tipo húmedo, *wet design* en inglés, en donde el sistema de aislamiento, en este caso EPR[10], no está protegido por ninguna cubierta metálica estanca. Esto permite que las cubiertas de los núcleos de fase estén al mismo potencial, sin recurrir a ningún elemento conductor de unión.

9.3.3.1 Estructura del cable

Los conductores de fase están constituido por alambres circulares de cobre-estaño compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 300 mm^2 y el diámetro exterior es de 20.6 mm (factor de relleno 0.90). El diámetro exterior debe ser menor que 23.10 mm y mayor que 20.0 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 34, y el diámetro máximo de cada alambre 3.3 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento para cada conductor de fase está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de EPR y otra pantalla semiconductora externa. Las capas semiconductoras tienen la función de uniformizar el campo eléctrico en

[10] Ethylene Propylene Rubber

las proximidades de las capas metálicas. Las pantallas semiconductoras tienen un espesor indicado de 1.3 mm. La capa de EPR tiene 13 mm de espesor. Cada núcleo tiene una pantalla metálica compuesta por dos cintas de cobre-estaño, dispuestas en hélices superpuestas cuyo espesor total es 0.13 mm.

Entre dos de los núcleos se sitúa un cable óptico (48 fibras monomodo, en línea con ITU-T, Rec. G.652), protegido por una cubierta de cobre soldada longitudinalmente. Se supondrá que la cubierta metálica tiene un radio interior de 6 mm y un espesor 1 mm. Además, encima de ésta se sitúa una cubierta exterior de 1 mm HDPE.

Los tres núcleos se configuran en triángulo equilátero dentro del cable, siendo el radio entre el centro de los núcleos y el centro del cable de 30 mm. El radio exterior del conjunto de cables es de 56.1 mm, y está relleno con fibras de polipropileno.

El conjunto está cubierto por una capa de poliéster de 2.4 mm de espesor nominal. Encima se sitúa el asiento de la armadura, que se compone de hilos de polipropileno con un espesor de 2.5 mm. A continuación se sitúa la armadura, compuesta por alambres redondos de acero inoxidable de 5.5 mm de diámetro. La armadura la componen 36 alambres, y van intercalados con alambres de similares dimensiones de polietileno. Se supondrá que el ángulo de la hélice es de 15°. Por último, el cable tiene una cubierta exterior de protección compuesta por un hilado de polipropileno de 3.5 mm de espesor.

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.11. La sección del cable se muestra en la figura 9.28, obsérvese que la pantalla metálica de cintas de Cu-Sn es tan fina que casi ni se aprecia en ella.

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Núcleos (1×3)					
Conductor	Cu-Sn	-	10.30	333.3	333.3
Semiconductora interna	HDPE+C	1.3	11.60	89.4	422.7
Aislante	EPR	13	24.60	1478.5	1901.2
Semiconductora externa	HDPE+C	1.3	25.90	106.2	2107.4
Pantalla	Cintas Cu-Sn	0.13	26.03	21.2	2128.6
Cable óptico	48 fibras + Cu + HDPE		8.00	201.0	201.0
Cub. comunes					
Relleno	Polipropileno	variable	56.10	3300.5	9887.3
Fajadura	Tej. poliéster	2.4	58.50	864.0	10751.3
Asiento	Polipropileno	2.5	61.00	938.5	11689.8
Armadura	Acero Inox.	5.5	66.50	2203.1	13892.9
Protección exterior	Polipropileno	3.5	70.00	1500.9	15393.8

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.11: Composición de las capas del cable

9.3.3.2 Cálculos mecánicos

Como se dijo al inicio, los cálculos mecánicos se suponen realizados, y el dimensionamiento adecuado para las especificaciones de la instalación. Según las especificaciones, el cable soporta un tiro rectilíneo máximo de 100 kN, y 80 kN para un radio de curvatura de 2 metros.

El peso del cable en aire es de 26 kgf/m, y en agua 14 kgf/m. Téngase presente que al ser un cable de diseño húmedo, el agua penetra en él, y la fuerza de flotación se ve reducida con

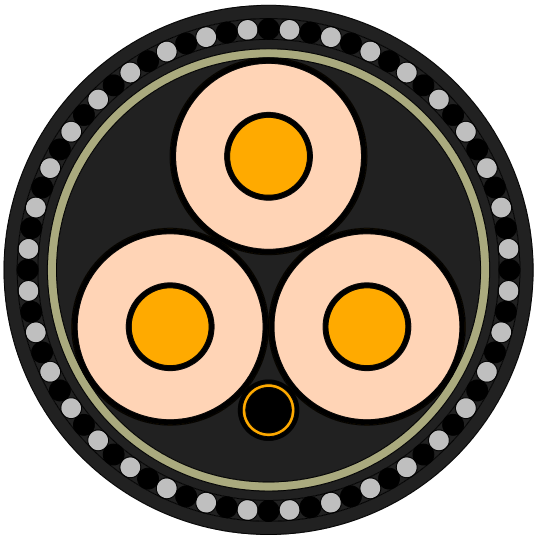


Figura 9.28: Sección del cable (escala 1:2)

respecto a si fuera un objeto sólido. Para una profundidad de instalación de 50 metros, la altura significativa de la ola 5 metros, y el periodo 7 segundos, la fuerza de ensayo que debe superar el cable según la recomendación ELECTRA 171 es de 17 kN, ver sección 3.3.2. Por tanto, se tiene un gran margen de seguridad.

9.3.3.3 Cálculos eléctricos

Para el cálculo de los parámetros eléctricos y su aplicación en el modelo de la línea de transporte, se van a suponer los siguientes datos de instalación:

- Resistividad eléctrica del terreno $\rho_{\text{terreno}} = 0{,}1\ \Omega \cdot \text{m}$ uniforme.
- Profundidad de enterramiento $y_{\text{enterramiento}} = 30$ m, nótese que esta magnitud no se refiere al enterramiento en el terreno, sino al "enterramiento" en el medio conductivo. Se usa el modelo *Pollaczek* para el retorno por terreno (ver apéndice B.1.2). A diferencia que en los casos anteriores, este cable se sitúa a una profundidad del mar media de 30 metros. A frecuencia industrial y menores frecuencias, la profundidad de penetración de corrientes es de $\delta > 23$ m, con lo cual no es asumible tomar la hipótesis de terreno infinito, sino semiinfinito.
- Temperatura de las capas conductoras:
  - $T_{\text{cd}} = 30°\text{C}$
  - $T_{\text{cb}} = 29°\text{C}$
  - $T_{\text{cbco}} = 29°\text{C}$
  - $T_{\text{a}} = 28°\text{C}$
- Las cubiertas y la armadura están en contacto directo con agua salada aunque el cable pueda estar enterrado. Por ello, en las matrices de admitancias se realizará la conexión equipotencial de éstas con el terreno.

Matriz de impedancias y admitancias primitivas a frecuencia industrial Se hallan las matrices de impedancias y admitancias para este cable utilizando el modelo *Brown-Rocamora-*

Ametani para el acoplamiento cubiertas - armadura (ver apéndice B.1.2), y para la frecuencia industrial.

El modelo *Brown-Rocamora-Ametani* es el único disponible, sin contar con los métodos de subconductores o de elementos finitos, que pueden modelar una armadura común a un conjunto de cables, aunque tenga los alambres excesivamente separados. Se modelan todos los conductores: conductores de fase, cubiertas, cubierta del cable óptico y armadura, además del retorno por el terreno.

Para todos los conductores del cable, conjunto que se denominará "Circuito", la matriz de impedancias primitivas queda:

$$\mathrm{Re}\,\underline{Z}_{\mathrm{Circuito}} = \begin{pmatrix} -0{,}1412 & -0{,}2067 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2221 & 0{,}4939 \\ & 7{,}3881 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2221 & 0{,}4939 \\ & & -0{,}1412 & -0{,}2067 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2108 & 0{,}4939 \\ & & & 7{,}3881 & -0{,}2114 & -0{,}2114 & -0{,}2108 & 0{,}4939 \\ & & & & -0{,}1412 & -0{,}2067 & -0{,}2108 & 0{,}4939 \\ & & & & & 7{,}3881 & -0{,}2108 & 0{,}4939 \\ & & & & & & 0{,}2352 & 0{,}4939 \\ & & & & & & & 1{,}2461 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\mathrm{Im}\,\underline{Z}_{\mathrm{Circuito}} = \begin{pmatrix} 3{,}6200 & 3{,}5464 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}4905 & 3{,}4558 \\ & 3{,}5463 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}4905 & 3{,}4558 \\ & & 3{,}6200 & 3{,}5464 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5289 & 3{,}4558 \\ & & & 3{,}5463 & 3{,}5374 & 3{,}5374 & 3{,}5289 & 3{,}4558 \\ & & & & 3{,}6200 & 3{,}5464 & 3{,}5289 & 3{,}4558 \\ & & & & & 3{,}5463 & 3{,}5289 & 3{,}4558 \\ & & & & & & 3{,}6315 & 3{,}4558 \\ & & & & & & & 3{,}4506 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.17}$$

Donde el orden de los conductores es el siguiente: conductor fase A, cubierta A, conductor fase B, cubierta B, conductor fase C, cubierta C, cubierta cable óptico y armadura. Se ha considerado que la cubierta del cable óptico está situada entre las fases B y C.

Nótese que la componente resistiva de la impedancia toma valores negativos en muchos elementos de la matriz. En principio, este hecho parece invalidar el modelo realizado, pero el análisis de los resultados obtenidos para el equivalente en redes de secuencia arrojará las posibles razones.

Análogamente, la matriz de admitancias para cada cable y para el circuito queda (c es una conductancia de muy alto valor, simulando el contacto):

$$\mathrm{Re}\,\underline{Y}_{\mathrm{Circuito}} = \begin{pmatrix} 1{,}137 & -1{,}137 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1{,}137+c & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -c \\ & & 1{,}137 & -1{,}137 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & 1{,}137+c & 0 & 0 & 0 & -c \\ & & & & 1{,}137 & -1{,}137 & 0 & 0 \\ & & & & & 1{,}137+c & 0 & -c \\ & & & & & & 0 & 0 \\ & & & & & & & 4c \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\mathrm{Im}\,\underline{Y}_{\mathrm{Circuito}} = \begin{pmatrix} 56{,}86 & -56{,}86 & 0{,}0000 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 56{,}86 & 0{,}0000 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & 56{,}86 & -56{,}86 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & 56{,}86 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & 56{,}86 & -56{,}86 & 0 & 0 \\ & & & & & 56{,}86 & 0 & 0 \\ & & & & & & 0 & 0 \\ & & & & & & & 0 \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.18}$$

Matriz de impedancias y admitancias de fase a frecuencia industrial La reducción de las matrices primitivas hasta los conductores de fase se hace suponiendo que las cubiertas, cable óptico y armadura tienen una caída de tensión nula. Las matrices de impedancias y admitancias de fase quedan:

$$\underline{Z}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}1303 + j0{,}2705 & 0{,}0679 + j0{,}1780 & 0{,}0679 + j0{,}1780 \\ & 0{,}1468 + j0{,}2481 & 0{,}0767 + j0{,}1654 \\ & & 0{,}1468 + j0{,}2481 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 1{,}1372 + j56{,}8608 & 0 & 0 \\ & 1{,}1372 + j56{,}8608 & 0 \\ & & 1{,}1372 + j56{,}8608 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right] \tag{9.19}$$

Nótese el desequilibrio de fases obtenido para la matriz de impedancias de fase. Se debe a la presencia de la cubierta del cable óptico, que elimina la simetría entre fases debido a la diferencia en los acoplamientos entre fases y cable óptico.

Matriz de impedancias y admitancias de secuencia a frecuencia industrial Los valores de fase se pueden transformar en valores de secuencia, según se indica en B.1.3. Los resultados son los siguientes:

$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}2829 + j0{,}6032 & -0{,}0084 + j0{,}0117 & -0{,}0084 + j0{,}0117 \\ & 0{,}0705 + j0{,}0818 & 0{,}0004 - j0{,}0009 \\ & & 0{,}0705 + j0{,}0818 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 1{,}1372 + j56{,}8608 & 0 & 0 \\ & 1{,}1372 + j56{,}8608 & 0 \\ & & 1{,}1372 + j56{,}8608 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right] \tag{9.20}$$

Obsérvese que la impedancia de secuencia homopolar es muy alta, 7 veces la impedancia de secuencia directa. Un valor tan alto solamente es comparable a los obtenidos en líneas de doble circuito sin cable de tierra (5,5), y cables tripolares (3-5), [72]. Para el anterior cable tripolar, el orden de magnitud de la impedancia homopolar entraba dentro de los márgenes usuales, sin embargo en este caso no. Si se compara la variación de las impedancias de secuencia al variar las resistividades de la armadura y el terreno, se pueden ver las causas, ver figura 9.29.

En la figura se muestra que la resistividad del material de la armadura es vital en el comportamiento de la impedancia de secuencia homopolar. La resistividad del terreno sólo influye si la resistividad de la armadura es grande. Es un resultado esperable, ya que una resistividad baja de la armadura confina las corrientes en ésta, y una resistividad alta provoca un retorno de mayor importancia por el terreno.

Para armaduras de cobre o aluminio, cuyas resistividades están entre 2 y 5 $\mu\Omega$cm, las impedancias homopolares se mueven en los entornos más usuales en la mayoría de líneas. Para las armaduras de hierro y aceros de bajo contenido en carbono, las reactancias homopolares ven incrementado su valor hasta los márgenes de 3-5 veces la reactancia de secuencia directa. Para las armaduras de acero inoxidable, las impedancias homopolares tienen un valor sumamente elevado si se comparan con las obtenidas usualmente.

La matriz de impedancias primitivas se obtuvo negativa para el caso estudiado, en donde se supuso un valor estándar para la resistividad del acero inoxidable, $60 \cdot 10^{-8}$ Ωm. Al estudiar la variación de la impedancia con las resistividades, se vio que los elementos de la matriz

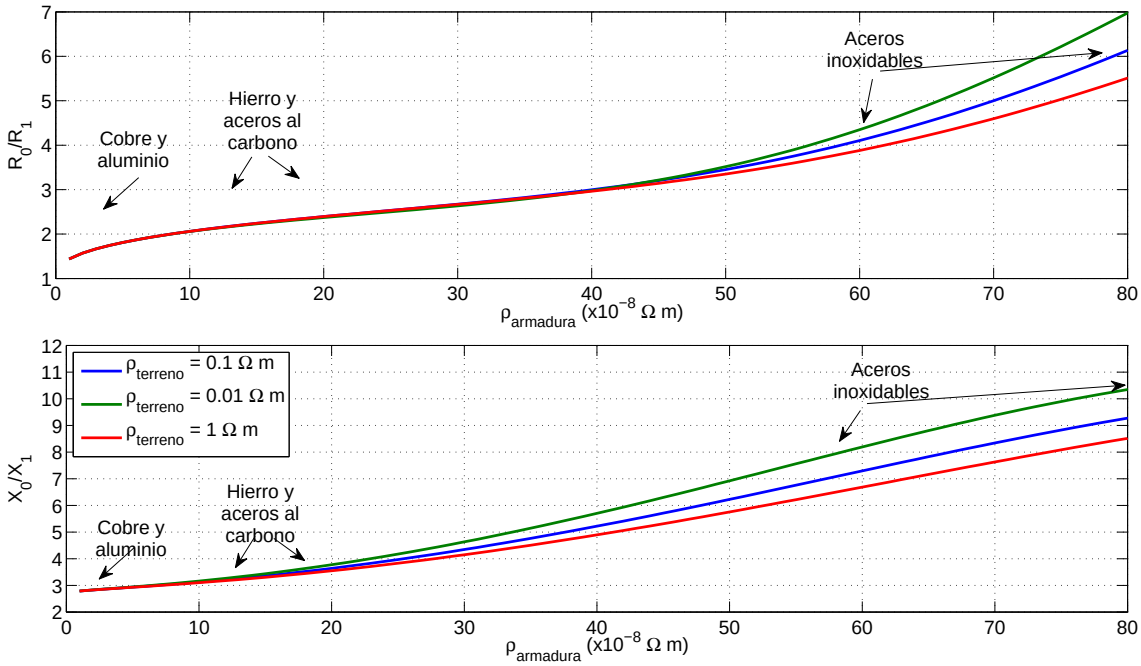


Figura 9.29: Variación de impedancias de secuencia con respecto a la resistividad del material de la armadura y la resistividad del terreno

primitiva se tornaban negativos si la resistividad del material de la armadura era superior a $40 \cdot 10^{-8}$ Ωm. En ese punto de transición, la reactancia homopolar del circuito es 5 veces superior a la de secuencia directa.

Variación de los parámetros longitudinales con la frecuencia En la figura 9.30 se muestran la resistencia y la inductancia que componen las impedancias de secuencias, en un margen de frecuencias 0.1 Hz -10 kHz.

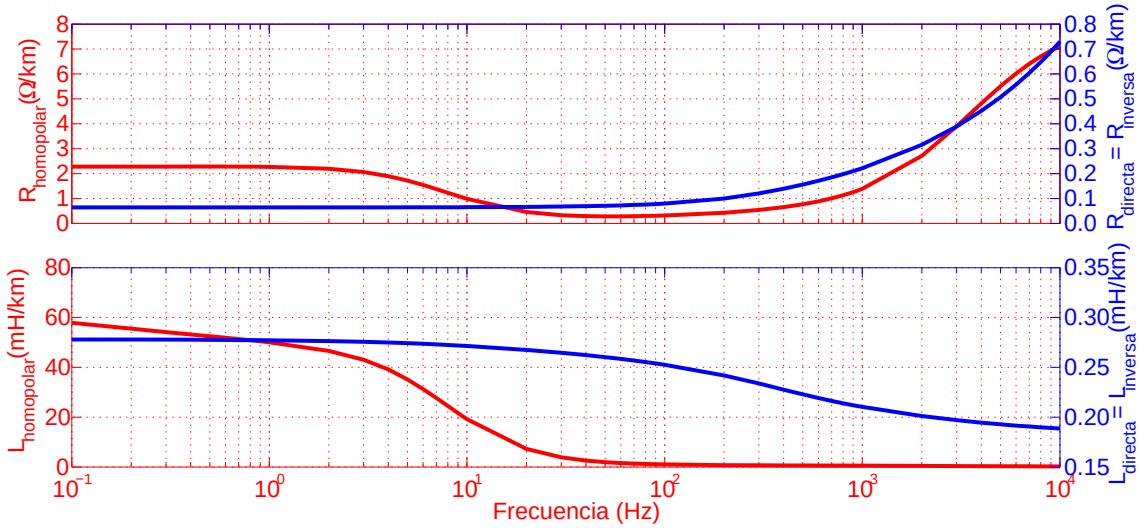


Figura 9.30: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia

El comportamiento frecuencial es análogo al obtenido para el caso anterior (figura 9.30), pero con distintos órdenes de magnitud en los valores comparados. Si se varía la resistividad del material de la armadura, se obtienen curvas muy similares, exceptuando la inductancia

homopolar. La variación de ésta es muy severa para el rango 0.1-10 Hz, incrementando su valor cuanto menor sea la resistividad de la armadura.

9.3.3.4 Cálculos térmicos

Los resultados de los calculos térmicos se especificaron en [97], con lo cual aquí no será necesario.

La intensidad máxima admisible en régimen permanente es de 565 A (conductividad térmica del terreno 1.5 $\frac{W}{mK}$, profundidad enterramiento de 1.5 m y 25°C de temperatura en la superficie del terreno). Esto equivale a una capacidad de transporte de 60 MVA incluyendo un pequeño margen de seguridad.

Las corrientes de cortocircuito admisibles son: conductor 43 kA (1 segundo), las tres cubiertas en paralelo 6.7 kA (0.5 segundos) y la armadura 24 kA (0.5 segundos). Debido a que las cubiertas y la armadura están en contacto por diseño, la capacidad de cortocircuito conjunta es de 31 kA.

9.3.4 Tripolar submarino 50 m, 132 kV CA, 300 mm^2, XLPE

El diseño de este cable responde a los requerimientos del segundo circuito en la interconexión Lanzarote - Fuerteventura. El dimensionamiento de los núcleos y la configuración del cable se ha tomado del catálogo de ABB "XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems. User's Guide". En este catálogo no se señala la armadura, ya que su determinación final depende del proyecto. Dada la baja profundidad máxima, se supondrá una armadura sencilla, obviando el cálculo mecánico.

9.3.4.1 Estructura del cable

Los conductores de fase están constituido por alambres circulares de cobre compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 300 mm^2 y el diámetro exterior es de 20.4 mm (factor de relleno 0.92). El diámetro exterior debe ser menor que 23.10 mm y mayor que 20.0 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 34, y el diámetro máximo de cada alambre 3.3 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento para cada conductor de fase está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de XLPE y otra pantalla semiconductora externa. Las capas semiconductoras tienen la función de uniformizar el campo eléctrico en las proximidades de las capas metálicas. Las pantallas semiconductoras tienen un espesor indicado de 0.6 mm. La capa de XLPE tiene 16 mm de espesor. Cada núcleo tiene una cubierta de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 2.1 mm. Asimismo, disponen de una capa de 2 mm de HDPE.

Entre dos de los núcleos se sitúa un cable óptico (48 fibras monomodo, en línea con ITU-T, Rec. G.652), protegido por una cubierta de cobre soldada longitudinalmente. Se supondrá que la cubierta metálica tiene un radio interior de 6 mm y un espesor 1 mm. Además, encima de ésta se sitúa una cubierta exterior de 1 mm HDPE.

Los tres núcleos se configuran en triángulo equilátero dentro del cable, siendo el radio entre

el centro de los núcleos y el centro del cable de 36 mm. El radio exterior del conjunto de cables es de 68 mm, y está relleno con fibras de polipropileno y una estructura de HDPE.

El conjunto está cubierto por una capa de poliéster de 2 mm de espesor nominal. A continuación se sitúa la armadura, compuesta por alambres redondos de acero galvanizado de 8 mm de diámetro. La armadura la componen 58 alambres. Se supondrá que el ángulo de la hélice es de 15°. Por último, el cable tiene una cubierta exterior de protección compuesta por un hilado de polipropileno de 4 mm de espesor.

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.13. La sección del cable se muestra en la figura 9.31, obsérvese que la pantalla metálica de cintas de Cu-Sn es tan fina que casi ni se aprecia en ella.

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Núcleos (1×3)					
Conductor	Cobre	-	10.20	326.8	326.8
Semiconductora interna	HDPE+C	0.6	10.80	39.6	366.4
Aislante	XLPE	16	26.80	1890.0	2256.4
Semiconductora externa	HDPE+C	0.6	27.40	102.2	2358.6
Cubierta	Plomo "E" o "1/2"	2.1	29.50	375.4	2734.0
Capa aislante	HDPE	2	31.50	383.0	3117.2
Cable óptico	48 fibras + Cu + HDPE		8.00	201.0	201.0
Cub. comunes					
Relleno	PP y HDPE	variable	68.00	6123.7	14526.7
Asiento	Tej. poliéster	2	70.00	867.1	15393.8
Armadura	Acero	8	78.00	3719.6	19113.4
Protección exterior	Polipropileno	4	82.00	2010.6	21124.1

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.12: Composición de las capas del cable

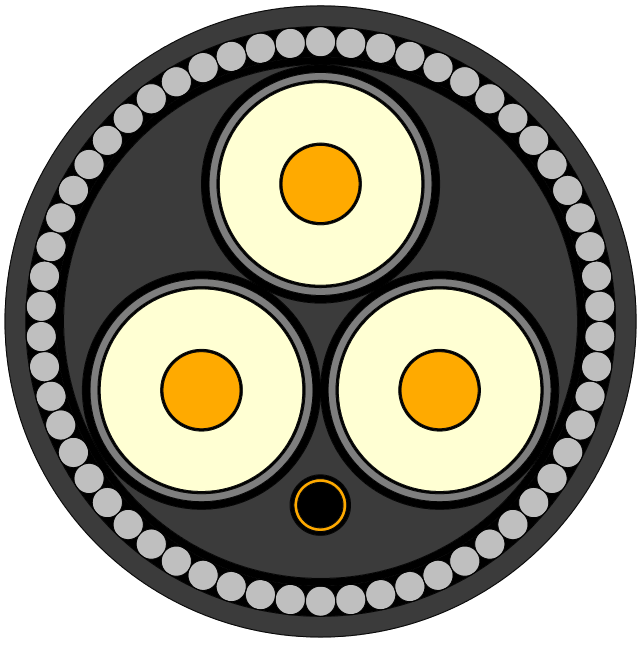


Figura 9.31: Sección del cable (escala 1:2)

9.3.4.2 Cálculos mecánicos

La masa obtenida del cable es 52 kg/m (peso de 510 N/m), y en agua 303 N/m. Para una profundidad de instalación de 50 metros, la altura significativa de la ola 5 metros, y el periodo 7 segundos, la fuerza de ensayo que debe superar el cable según la recomendación ELECTRA 171 es de 38 kN, ver sección 3.3.2.

No vamos a realizar el cálculo mecánico ya que se sabe de antemano que el cable está muy sobredimensionado en este aspecto, ya que la profundidad máxima del trazado es muy baja. En este caso, la armadura tiene una función principalmente protectora.

9.3.4.3 Cálculos eléctricos

Para el cálculo de los parámetros eléctricos y su aplicación en el modelo de la línea de transporte, se van a suponer los siguientes datos de instalación:

- Resistividad eléctrica del terreno $\rho_{\text{terreno}} = 0{,}1\ \Omega \cdot \text{m}$ uniforme.
- Profundidad de enterramiento $y_{\text{enterramiento}} = 30$ m, nótese que esta magnitud no se refiere al enterramiento en el terreno, sino al "enterramiento" en el medio conductivo. Se usa el modelo de *Pollaczek* para el retorno por terreno (ver apéndice B.1.2).
- Temperatura de las capas conductoras:
  - $T_{\text{cd}} = 30°\text{C}$
  - $T_{\text{cb}} = 29°\text{C}$
  - $T_{\text{cbco}} = 29°\text{C}$
  - $T_{\text{a}} = 28°\text{C}$

Matriz de impedancias y admitancias primitivas a frecuencia industrial Se hallan las matrices de impedancias y admitancias para este cable utilizando el modelo *Brown-Rocamora-Ametani* para el acoplamiento cubiertas - armadura (ver apéndice B.1.2), y para la frecuencia industrial.

Para todos los conductores del cable, conjunto que se denominará "Circuito", la matriz de impedancias primitivas queda:

$$\text{Re}\,\underline{Z}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 0{,}6629 & 0{,}6019 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5817 & 0{,}557 \\ & 1{,}24 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5817 & 0{,}557 \\ & & 0{,}6629 & 0{,}6019 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5972 & 0{,}557 \\ & & & 1{,}24 & 0{,}5962 & 0{,}5962 & 0{,}5972 & 0{,}557 \\ & & & & 0{,}6629 & 0{,}6019 & 0{,}5972 & 0{,}557 \\ & & & & & 1{,}24 & 0{,}5972 & 0{,}557 \\ & & & & & & 1{,}0481 & 0{,}557 \\ & & & & & & & 0{,}5978 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\text{Im}\,\underline{Z}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 3{,}5895 & 3{,}5095 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4344 & 3{,}3889 \\ & 3{,}5087 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4344 & 3{,}3889 \\ & & 3{,}5895 & 3{,}5095 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4794 & 3{,}3889 \\ & & & 3{,}5087 & 3{,}4911 & 3{,}4911 & 3{,}4794 & 3{,}3889 \\ & & & & 3{,}5895 & 3{,}5095 & 3{,}4794 & 3{,}3889 \\ & & & & & 3{,}5087 & 3{,}4794 & 3{,}3889 \\ & & & & & & 3{,}6067 & 3{,}3889 \\ & & & & & & & 3{,}3718 \end{pmatrix} \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right] \tag{9.21}$$

Donde el orden de los conductores es el siguiente: conductor fase A, cubierta A, conductor fase B, cubierta B, conductor fase C, cubierta C, cubierta cable óptico y armadura. Se ha considerado que la cubierta del cable óptico está situada entre las fases B y C.

Análogamente, la matriz de admitancias para cada cable y para el circuito queda (c es una conductancia de muy alto valor, simulando el contacto):

$$\mathrm{Re}\,\underline{Y}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 0{,}0814 & -0{,}0814 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 0{,}0814 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & 0{,}0814 & -0{,}0814 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & 0{,}0814 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & 0{,}0814 & -0{,}0814 & 0 & 0 \\ & & & & & 0{,}0814 & 0 & 0 \\ & & & & & & 0 & 0 \\ & & & & & & & 1{,}0848 \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\mathrm{Im}\,\underline{Y}_{\text{Circuito}} = \begin{pmatrix} 40{,}68 & -40{,}68 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 39{,}90 & 0 & 1{,}63 & 0 & 50{,}63 & -32{,}82 & -18{,}66 \\ & & 40{,}68 & -40{,}68 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & 96{,}01 & 0 & -98{,}69 & 32{,}69 & 9{,}04 \\ & & & & 40{,}68 & -40{,}68 & 0 & 0 \\ & & & & & 96{,}01 & 1{,}05 & -8{,}33 \\ & & & & & & -0{,}61 & -0{,}31 \\ & & & & & & & 560{,}7 \end{pmatrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.22}$$

Matriz de impedancias y admitancias de fase a frecuencia industrial La reducción de las matrices primitivas hasta los conductores de fase se hace suponiendo que las cubiertas, cable óptico y armadura tienen una caída de tensión nula. Las matrices de impedancias y admitancias de fase quedan:

$$\underline{Z}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}1339 + j0{,}1381 & 0{,}0635 + j0{,}0370 & 0{,}0635 + j0{,}0370 \\ & 0{,}1295 + j0{,}1284 & 0{,}0623 + j0{,}0305 \\ & & 0{,}1295 + j0{,}1284 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Fases}} = \begin{pmatrix} 0{,}0814 + j40{,}6792 & 0 & 0 \\ & 0{,}0814 + j40{,}6792 & 0 \\ & & 0{,}0814 + j40{,}6792 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Fase A} \\ \text{Fase B} \\ \text{Fase C} \end{matrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.23}$$

Nótese el desequilibrio de fases obtenido para la matriz de impedancias de fase. Se debe a la presencia de la cubierta del cable óptico, que elimina la simetría entre fases debido a la diferencia en los acoplamientos entre fases y cable óptico.

Matriz de impedancias y admitancias de secuencia a frecuencia industrial Los valores de fase se pueden transformar en valores de secuencia, según se indica en B.1.3. Los resultados son los siguientes:

$$\underline{Z}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}2572 + j0{,}2013 & 0{,}0018 + j0{,}0054 & 0{,}0018 + j0{,}0054 \\ & 0{,}0679 + j0{,}0968 & 0{,}0007 - j0{,}0012 \\ & & 0{,}0679 + j0{,}0968 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\Omega}{\mathrm{km}}\right]$$

$$\underline{Y}_{\text{Secuencias}} = \begin{pmatrix} 0{,}0814 + j40{,}6792 & 0 & 0 \\ & 0{,}0814 + j40{,}6792 & 0 \\ & & 0{,}0814 + j40{,}6792 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Homopolar} \\ \text{Directa} \\ \text{Inversa} \end{matrix} \left[\frac{\mu\mathrm{S}}{\mathrm{km}}\right] \tag{9.24}$$

Debe observarse que la impedancia homopolar es 2 veces superior a la impdancia de secuencia directa.

Variación de los parámetros longitudinales con la frecuencia En la figura 9.32 se muestran la resistencia y la inductancia que componen las impedancias de secuencias, en un margen de frecuencias 1 Hz -10 kHz.

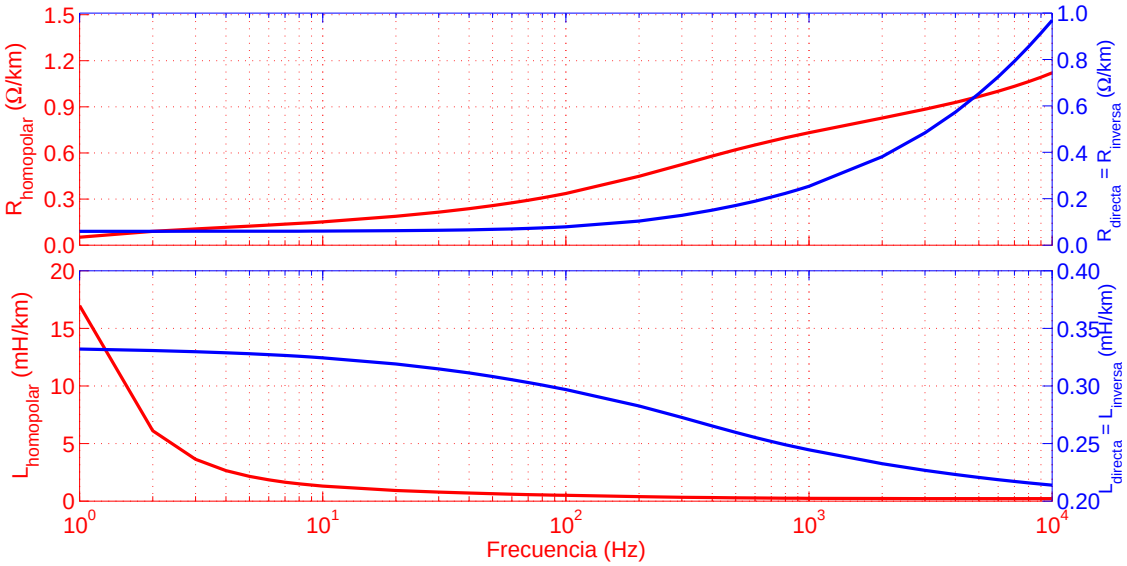


Figura 9.32: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia en valores de secuencia

Se observa que las resistencias e inductancias en el margen de frecuencias estudiado se comportan de forma parecida a los otros dos casos de cables tripolares. La única diferencia es que la resistencia homopolar parece disminuir monótonamente al disminuir la frecuencia, un comportamiento similar al caso de cables unipolares (figura 9.6). En los otros casos de cables tripolares (figuras 9.18 u 9.30), para valores menores de 10 Hz ésta aumenta con respecto al rango de frecuencias medias.

9.3.4.4 Cálculos térmicos

No se recurrirá a calcular térmicamente el cable, ya que se utilizó el dimensionamiento mediante el catálogo ABB "XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems. User's Guide". Según dicho catálogo, para una conductividad térmica de 1 $\frac{W}{mK}$, una profundidad de enterramiento de 1 metro, y una temperatura ambiente de 30°C, la corriente máxima admisible es de 530 A, esto es, 120 MVA.

Aplicando las ecuaciones B.104 se pueden hallar las corrientes de cortocircuito admisibles. En la tabla 9.13 se tienen los datos y resultados que se obtienen con las ecuaciones.

Las corrientes de cortocircuito admisibles (0.5 segundos) son: conductor de fase 42 kA, por cada cubierta 13 kA y por la armadura una enorme corriente de 160 kA.

9.3.5 Unipolar submarino 1600 m, 80 kV CC, 400 mm^2, XLPE

El diseño de este cable responde a los requerimientos de las propuestas MRFV3, MRFV4 y MRFV5. El dimensionamiento de las armaduras se suele llevar a cabo en función directa de los requerimientos del proyecto en cuestión. Sin embargo, la empresa ABB, principal fabricante de cables para corriente continua con aislamiento XLPE, tiene establecidas dos tipos de

Capa	Material	$T_{inicial}$	$T_{cc\ máxima}$	A	$I_{cc\ admisible}$ 0.5 s	$I_{cc\ admisible}$ 1.0 s
Núcleos (1×3)						
Conductor	Cobre	90	(250)	300	42	30
Semic. int.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Aislante	XLPE	90	250	-	-	-
Semic. ext.	HDPE+C	90	250	-	-	-
Cubierta	Plomo	90	(250*)	375	13	9
Capa aislante	HDPE	90	150	-	-	-
Cable ópt.	Cubierta Cu	90	(250*)	41	8	5
Cub. comunes						
Relleno	PP y HDPE	90	150	-	-	-
Asiento	Tej. pol.	90	150	-	-	-
Armadura	Acero	90	(150)	2915	107	76
Protección exterior	PP	90	150	-	-	-

Nota: Temperaturas en ºC, áreas en mm^2 *y corrientes en* kA.
**Temperaturas de corta duración reales de 125ºC. Al ser el campo eléctrico débil en estas capas, y por no ser aislante principal, se puede admitir una temperatura de corta duración de 250ºC.*

Tabla 9.13: Composición de las capas del cable

armaduras, una para profundidades moderadas, constituido por una única capa de alambres, y una para grandes profundidades, constituido por dos capas en hélices contrapuestas, [2]. La sección de los alambres sí depende de los requisitos de instalación.

En [13] se estudia la capacidad mecánica de los cables para esta aplicación, en concreto, los cables de doble armadura. En la página 92, ya explicamos que los fabricantes siempre están muy del lado de la seguridad, y las tensiones máximas alcanzadas por los elementos del cable tienen un margen de incremento considerable. En la figura 9.33 se muestra la limitación mecánica de los cables de doble armadura para tensiones de 80 y 150 kV al variar el material y la sección del conductor. Debe aclararse que la profundidad no se corresponde con la verdadera profundidad de instalación o mediante la fórmula de ELECTRA 171, sino que es el resultado de dividir la fuerza axial y el peso del cable en agua.

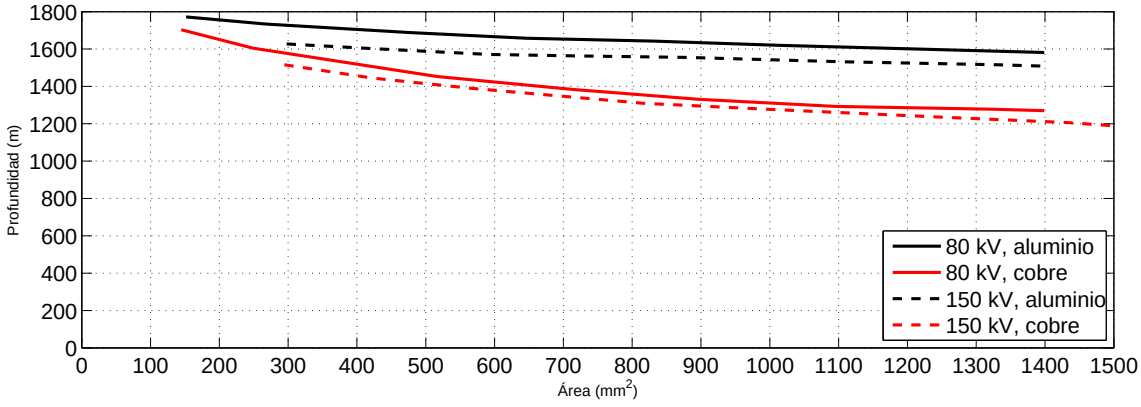


Figura 9.33: Limitaciones mecánicas conservadoras en cables HVDC-VSC, [13]

Teniendo presente que las limitaciones impuestas en la construcción del gráfico son conservadoras, se puede ver que indistintamente del material y la sección del conductor, es posible instalar estos cables a las profundidades requeridas por las propuestas. Hay que señalar que en el artículo [13], no se especifica qué relación se siguió para establecer la profundidad máxima, ya que como se vio, ello depende de varios factores.

Por tanto, del catálogo de ABB "HVDC Light® Cables. Submarine and land power cables" se elegirá un cable con conductor de cobre y 400 mm^2, cuya potencia máxima (por bipolo) es de 122 MW, para unas condiciones de instalación tipo "clima tropical" (temperatura ambiente de 28°C, enterramiento de 1.0 m, conductividad térmica del terreno 0.8 $\frac{W}{mK}$).

Con lo visto, es claro que se podría haber seleccionado una sección menor, pero cuya potencia supere con cierto margen los requerimientos de potencia. Sin embargo, se prefiere una sección mayor para combinar dos objetivos primordiales: maximizar el margen de seguridad mecánico, y tener las menores pérdidas.

9.3.5.1 Estructura del cable

El conductor principal está constituido por alambres circulares de cobre compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 400 mm^2 y el diámetro exterior es de 23.50 mm (factor de relleno 0.92). El diámetro exterior debe ser menor que 26.10 mm y mayor que 22.90 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 53, y el diámetro máximo de cada alambre 3.1 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de XLPE y otra pantalla semiconductora externa. Tanto las pantallas semiconductoras como el aislamiento de XLPE son formulaciones no estandarizadas para el caso de CC, ya que se está teniendo una evolución importante en el diseño de estos cables, considerándose que esta tecnología está todavía en fase de desarrollo [125]. Según [13], las formulaciones de los materiales utilizados actualmente permiten que el espesor total del sistema de aislamiento para los cables de 80 kV CC sea de 8 mm. El sistema de aislamiento se recubre con una capa de tejido de poliéster de 0.5 mm.

La cubierta es de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 2.5 mm. El espesor de esta capa se ha hecho en base a [18]. Encima de ésta, existe una capa de 2 mm de HDPE, a modo primera barrera impermeabilizante.

La siguiente capa es el asiento de la armadura interior, compuesta por un tejido de poliéster y con un espesor nominal de 1 mm. La armadura interior está compuesta por 43 alambres de 4 mm de diámetro, con un ángulo de hélice de 12°. Entre las capas de la armadura se sitúa otro asiento de tejido de poliéster con un espesor de 1 mm. La armadura exterior está compuesta por 51 alambres de 4 mm de diámetro, con un ángulo de hélice de 8.25°(en sentido contrario al de la armadura interior). Los ángulos de la armadura se han cálculado según [51] para compensar el par de torsión generado al cargar el cable axialmente.

Por último, se dispone de una capa exterior de fibras de polipropileno con un espesor de 3 mm.

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.14. La sección del cable se muestra en la figura 9.34.

9.3.5.2 Cálculos mecánicos

Una vez explicado de forma detallada las consideraciones del cálculo mecánico para el primer cable, sección 9.3.1.2, aquí se mostrarán directamente los resultados destacados.

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Conductor	Cobre	-	11.75	433.7	433.7
Semiconductora interna	HDPE+C	1	12.75	77.0	510.7
Aislante	XLPE	6	18.75	593.8	1104.5
Semiconductora externa	HDPE+C	1	19.75	121.0	1225.4
Barrera	Poliéster	0.5	20.25	62.8	1288.2
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	2.5	22.75	337.7	1626.0
Anticorrosión	HDPE	2	24.75	298.5	1924.4
Asiento	Poliéster	1	25.75	158.7	2083.1
Armadura interna	Acero	4	29.75	697.4	2780.5
Asiento	Poliéster	1	30.75	190.1	2970.6
Armadura externa	Acero	4	34.75	823.1	3793.7
Protección exterior	Polipropileno	3	37.75	683.3	4477.0

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.14: Composición de las capas del cable

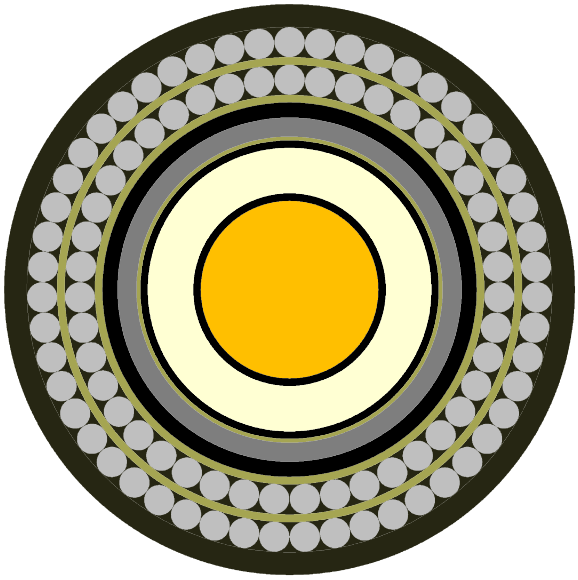


Figura 9.34: Sección del cable (escala 1:1)

Esfuerzos durante la instalación La masa del cable resulta de 19.0 kg/m y el peso en agua de 141.6 N/m (14.4 kgf/m). Para el cálculo de la fuerza axial máxima, además se necesitan la hipótesis de profundidad máxima (1600 metros) y la hipótesis del peor estado del oleaje ($H_s = 5$ m, $T_p = 10$ s, ver apéndice A.2) y el ángulo de salida del barco ($\phi = 18°$).

Para el peor estado del oleaje previsible e instalando el cable a 1600 metros de profundidad con un ángulo de salida de $\phi = 18°$, la fuerza axial máxima que aparece en el cable es de 412 kN. La tensión puede disminuir hasta 328 kN si el mar está en calma para esta profundidad. En el apartado 3.3.2 se anotó que la capacidad de tiro máxima de los mayores barcos cableros es de 491 kN. Por tanto, en cuanto a capacidad de tiro, se tiene a disposición un equipo de instalación con margen de seguridad.

Aplicando el cálculo simplificado mostrado en [51] se obtienen las tensiones normales máximas sobre los principales elementos del cable, véase tabla 9.15.

Se observa que la tensión resultante sobre el conductor es muy alta si se utiliza cobre sin alear, pues una tensión de 160 MPa sobrepasa el límite elástico, pero está a un tercio de la

tensión de rotura. En [13] se señala que, hasta ahora, las tensiones máximas de diseño para los elementos de cobre no superaban los 70 MPa, y que es posible incrementarlo hasta los 100 MPa sin incurrir en deformación plástica, tal y como marca la recomendación Electra 171. La utilización de aleaciones de cobre aptas para aplicaciones electrotécnicas (alta conductividad), tales como la C10100 ($\sigma_{\text{elástico}} = 300$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 330$ MPa) o la C18200 ($\sigma_{\text{elástico}} = 380$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 460$ MPa), son alternativas que permiten tener un mayor coeficiente de seguridad.

Las capas de plástico y plomo tienen tensiones, 1 y 15 MPa, respectivamente, que distan lo suficiente de los límites elásticos de los materiales. Las tensiones máximas de trabajo para las armaduras sobrepasan ligeramente el límite elástico para aceros de bajo contenido en carbono, pero lejos del de rotura para los aceros templados suaves. La utilización de un acero con mayor límite elástico es posible, pudiéndose trabajar con una tensión máxima con mayor coeficiente de seguridad.

			Típico		Aleaciones	
Capa	**Material**	σ	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	161	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	1	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	15	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	289	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	300	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa.

Tabla 9.15: Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 412 kN)

Si se fijan los extremos del cable y se aplica la fuerza axial de 412 kN, la forma helicoidal que forman los alambres de las armaduras producen un momento de torsión. Sin embargo, eligiendo adecuadamente los ángulos de las hélices que forman los alambres de las distintas capas (incluyendo la del conductor de fase) se puede anular éste. El método simplificado de R. Knapp arroja un momento torsor despreciable de -1.5 $\text{N} \cdot \text{m}$ para los ángulos de hélice elegidos.

La rigidez a flexión que se obtiene es de 114 $\text{kN} \cdot \text{m}^2$. Para doblar el cable sobre un radio de curvatura de 5 metros, radio usual de la polea de salida del barco), se necesita un momento flector de 23 $\text{kN} \cdot \text{m}$. La presión lateral SWP máxima que debería soportar el cable es de 82 kN/m (radio de polea de 5 metros).

Esfuerzos durante la operación Una vez visto esto para el caso de la sección 9.3.1.2, se puede obviar este cálculo. En aquel caso se obtuvo que las armaduras eran los elementos sometidos a mayores esfuerzos, e incluso aplicando un coeficiente de seguridad de 1.5 para la carga, éstas trabajaban con tensiones muy por debajo de las del límite elástico.

9.3.5.3 Cálculos eléctricos

Los cables que transportan potencia en corriente continua, de forma muy simplificada, se pueden modelar simplemente con una resistencia equivalente. Esto es así para análisis los modelos de régimen estacionario. Sin embargo, la línea también transporta armónicos generados por los convertidores.

Los armónicos son en parte filtrados por los filtros presentes en el lado de continua. Su

dimensionamiento no sólo depende de la estación de conversión, sino que depende también de los parámetros eléctricos (resistencia, inductancia y capacidad) de la línea, que como ya se pudo comprobar, varían con la frecuencia.

Como se vio a través de la figura 2.17, justo después del convertidor se sitúan condensadores de almacenamiento, cuya función es mantener la tensión en el transporte tras perturbaciones. Para calcular este condensador, es necesario tener en cuenta la capacidad del cable, que en parte reduce las dimensiones de éste.

Por tanto, es conveniente calcular la resistencia e inductancia en un margen de frecuencias adecuado, de forma que se pueda dimensionar y modelar el conjunto. La modelización eléctrica se ha realizado de forma similar a los otros casos, véase apéndice B.

En la figura 9.35 se muestran los resultados para la resistencia e inductancia al variar la frecuencia. Se ha supuesto una temperatura de 20°Cen los conductores, ya que como se vio, aunque la temperatura media de los recorridos era aproximadamente 11°C, se debe tomar una temperatura media con el cable a media carga.

Se puede observar que para frecuencias muy bajas, la resistencia tiende al valor de corriente continua (0.0424 Ω/km), mientras que para altas frecuencias la resistencia aumenta monótonamente (efecto *skin*). A frecuencias altas, la inductancia tiende a un valor constante (0.1106 mH/km), porque las corrientes circulan exclusivamente por la superficie externa del conductor central y la superficie interna de la cubierta.

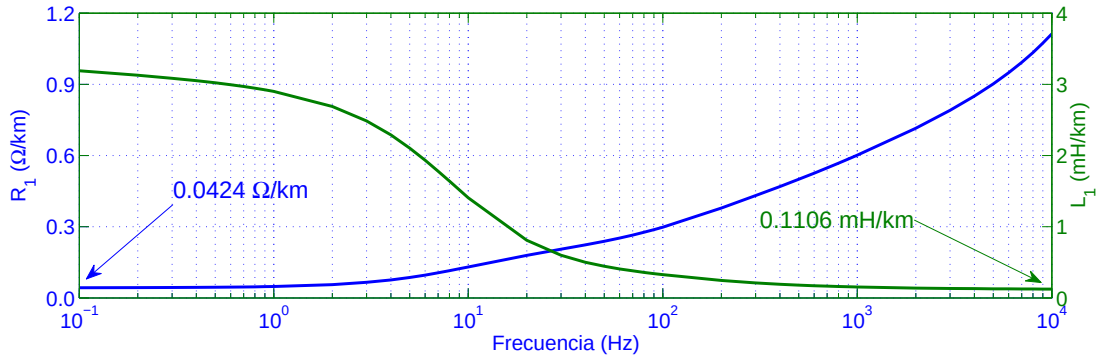


Figura 9.35: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar

La capacidad, suponiendo constante la permitividad relativa del XLPE en todo margen de frecuencias, resulta 0.256 μF/km.

9.3.5.4 Cálculos térmicos

No se realizarán cálculos térmicos para este cable, dado que ABB definió en su catálogo "HVDC Light® Cables. Submarine and land power cables" las potencias máximas, como ya se vio.

La potencia máxima es de 122 MW (cables separados) o 100 MW (cables juntos), para unas condiciones de instalación tipo "clima tropical" (temperatura ambiente de 28°C, enterramiento de 1.0 m, conductividad térmica del terreno 0.8 $\frac{W}{mK}$). Las definiciones de "cables separados" y "cables juntos" no aparecen en dicho catálogo, pero es de suponer que se refiere a cables en contacto y cables con una separación tal que no haya influencia térmica entre los cables.

9.3.6 Unipolar submarino 1600 m, 150 kV CC, 400 mm^2, XLPE

El diseño de este cable responde a los requerimientos de la interconexión Gran Canaria - Tenerife, propuesta GCTF. Este diseño es exactamente análogo al cable anterior, donde en vez de tener un aislamiento para 80 kV CC, se tiene un aislamiento para 150 kV CC.

Las consideraciones mecánicas hechas para el cable anterior son válidas aquí, por ser un mismo tipo de cable pero a otra tensión. Del catálogo de ABB "HVDC Light® Cables. Submarine and land power cables" se ha seleccionado un cable con conductor de cobre y 400 mm^2, cuya potencia máxima (por bipolo) es de 230 MW, para unas condiciones de instalación tipo "clima tropical" (temperatura ambiente de 28°C, enterramiento de 1.0 m, conductividad térmica del terreno 0.8 $\frac{W}{mK}$).

9.3.6.1 Estructura del cable

El conductor principal está constituido por alambres circulares de cobre compactados, según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 2. La sección nominal es de 400 mm^2 y el diámetro exterior es de 23.50 mm (factor de relleno 0.92). El diámetro exterior debe ser menor que 26.10 mm y mayor que 22.90 mm, que son límites impuestos por la norma IEC 60228. Esto hace que el número de alambres debe ser mayor que 53, y el diámetro máximo de cada alambre 3.1 mm, también especificados por la norma IEC 60228.

El sistema de aislamiento está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de XLPE y otra pantalla semiconductora externa. Con las mismas consideraciones que en el caso anterior, ahora el sistema de aislamiento tiene un espesor total de 15 mm.

La cubierta es de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 2.5 mm. El espesor de esta capa se ha hecho en base a [18]. Encima de ésta, existe una capa de 2 mm de HDPE, a modo primera barrera impermeabilizante.

La siguiente capa es el asiento de la armadura interior, compuesta por un tejido de poliéster y con un espesor nominal de 1 mm. La armadura interior está compuesta por 54 alambres de 4 mm de diámetro, con un ángulo de hélice de 12°. Entre las capas de la armadura se sitúa otro asiento de tejido de poliéster con un espesor de 1 mm. La armadura exterior está compuesta por 62 alambres de 4 mm de diámetro, con un ángulo de hélice de 11.4°(en sentido contrario al de la armadura interior). Los ángulos de la armadura se han cálculado según [51] para compensar el par de torsión generado al cargar el cable axialmente.

Por último, se dispone de una capa exterior de fibras de polipropileno con un espesor de 3 mm.

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.16. La sección del cable se muestra en la figura 9.36.

9.3.6.2 Cálculos mecánicos

Una vez explicado de forma detallada las consideraciones del cálculo mecánico para el primer cable, sección 9.3.1.2, aquí se mostrarán directamente los resultados destacados.

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Conductor	Cobre	-	11.75	433.7	433.7
Semiconductora interna	HDPE+C	1	12.75	77.0	510.7
Aislante	XLPE	13	25.75	1572.4	2083.1
Semiconductora externa	HDPE+C	1	26.75	164.9	2248.0
Barrera	Poliéster	0.5	27.25	84.8	2332.8
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	2.5	29.75	447.7	2780.5
Anticorrosión	HDPE	2	31.75	386.4	3166.9
Asiento	Poliéster	1	32.75	202.6	3369.6
Armadura interna	Acero	4	36.75	873.4	4242.9
Asiento	Poliéster	1	37.75	234.0	4477.0
Armadura externa	Acero	4	41.75	999.0	5476.0
Protección exterior	Polipropileno	3	44.75	815.2	6291.2

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.16: Composición de las capas del cable

Esfuerzos durante la instalación La masa del cable resulta de 24.2 kg/m y el peso en agua de 174.1 N/m (17.7 kgf/m). Para el cálculo de la fuerza axial máxima, además se necesitan la hipótesis de profundidad máxima (1600 metros) y la hipótesis del peor estado del oleaje ($H_s = 5$ m, $T_p = 10$ s, ver apéndice A.2) y el ángulo de salida del barco ($\phi = 18°$).

Para el peor estado del oleaje previsible e instalando el cable a 1600 metros de profundidad con un ángulo de salida de $\phi = 18°$, la fuerza axial máxima que aparece en el cable es de 510 kN. La tensión puede disminuir hasta 403 kN si el mar está en calma para esta profundidad. En el apartado 3.3.2 se anotó que la capacidad de tiro máxima de los mayores barcos cableros es de 491 kN, con cierto margen de sobrecarga. Por tanto, en cuanto a capacidad de tiro se está en el límite, a menos que ésta se pueda ampliar.

Aplicando el cálculo simplificado mostrado en [51] se obtienen las tensiones normales máximas sobre los principales elementos del cable, véase tabla 9.17.

Se observa que la tensión resultante sobre el conductor es muy alta si se utiliza cobre sin alear, pues una tensión de 168 MPa sobrepasa el límite elástico, pero está a un tercio de la tensión de rotura. En [13] se señala que, hasta ahora, las tensiones máximas de diseño para los elementos de cobre no superaban los 70 MPa, y que es posible incrementarlo hasta los 100 MPa sin incurrir en deformación plástica, tal y como marca la recomendación Electra 171. La utilización de aleaciones de cobre aptas para aplicaciones electrotécnicas (alta conductividad), tales como la C10100 ($\sigma_{\text{elástico}} = 300$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 330$ MPa) o la C18200 ($\sigma_{\text{elástico}} = 380$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 460$ MPa), son alternativas que permiten tener un mayor coeficiente de seguridad.

Las capas de plástico y plomo tienen tensiones, 2 y 15 MPa, respectivamente, que distan lo suficiente de los límites elásticos de los materiales. Las tensiones máximas de trabajo para las armaduras sobrepasan ligeramente el límite elástico para aceros de bajo contenido en carbono, pero lejos del de rotura para los aceros templados suaves. La utilización de un acero con mayor límite elástico es posible, pudiéndose trabajar con una tensión máxima con mayor coeficiente de seguridad.

Si se fijan los extremos del cable y se aplica la fuerza axial de 510 kN, la forma helicoidal que forman los alambres de las armaduras producen un momento de torsión. Sin embargo, eligiendo adecuadamente los ángulos de las hélices que forman los alambres de las distintas capas (incluyendo la del conductor de fase) se puede anular éste. El método simplificado

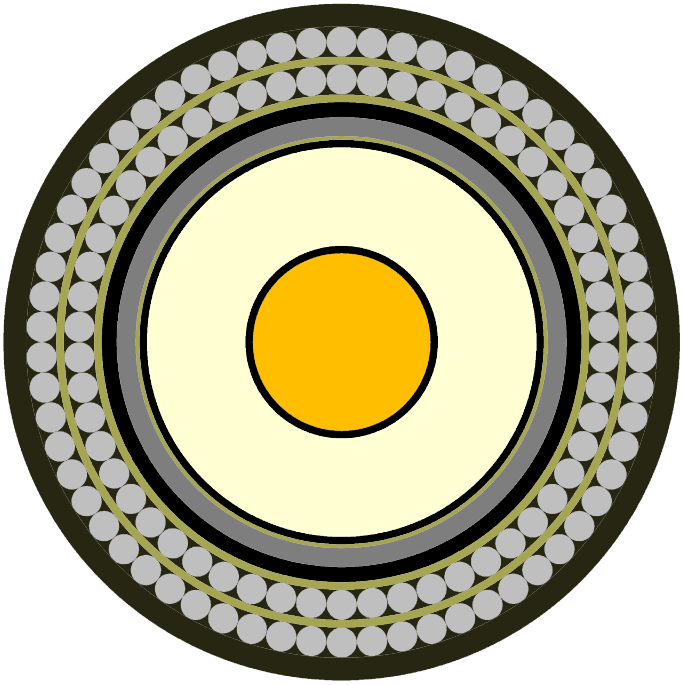


Figura 9.36: Sección del cable (escala 1:1)

			Típico		Aleaciones	
Capa	**Material**	σ	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	168	70	240	<960	<1000
Aislante	XLPE	2	-	5-15	-	-
Cubierta	Plomo	15	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	305	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	306	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa.

Tabla 9.17: Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 510 kN)

de R. Knapp arroja un momento torsor despreciable de 7 $\text{N} \cdot \text{m}$ para los ángulos de hélice elegidos.

La rigidez a flexión que se obtiene es de 255 $\text{kN} \cdot \text{m}^2$. Para doblar el cable sobre un radio de curvatura de 5 metros, radio usual de la polea de salida del barco), se necesita un momento flector de 51 $\text{kN} \cdot \text{m}$. La presión lateral SWP máxima que debería soportar el cable es de 102 kN/m (radio de polea de 5 metros).

Como anotación, para una profundidad de instalación de 2300 metros (propuesta GCTF), la fuerza axial de tiro requerida asciende a 740 kN, y la tensión en el conductor sería de 241 MPa. Aunque para el cobre normalmente utilizado es superior incluso a la tensión de rotura, para la aleación C18200 no supone ningún problema. La resistividad de esta aleación asciende a 2.16 Ωm, con lo cual las pérdidas para una misma sección son un un 25 % mayores con respecto al cobre puro. No obstante, el modelo mecánico abreviado de Knapp utilizado, no es suficiente para el cálculo de mecánico de los cables. Con lo cual, este valor no es sino meramente informativo.

Esfuerzos durante la operación Una vez visto esto para el caso de la sección 9.3.1.2, se puede obviar este cálculo. En aquel caso se obtuvo que las armaduras eran los elementos sometidos a mayores esfuerzos, e incluso aplicando un coeficiente de seguridad de 1.5 para la carga, éstas trabajaban con tensiones muy por debajo de las del límite elástico.

9.3.6.3 Cálculos eléctricos

La modelización eléctrica se ha realizado de forma similar al caso anterior. Se ha supuesto una temperatura de 20°Cen los conductores, ya que como se vio, aunque la temperatura media de los recorridos era aproximadamente 11°C, se debe tomar una temperatura media con el cable a media carga.

Se puede observar que para frecuencias muy bajas, la resistencia tiende al valor de corriente continua (0.0424 Ω/km), mientras que para altas frecuencias la resistencia aumenta monótonamente (efecto *skin*). A frecuencias altas, la inductancia tiende a un valor constante (0.1697 mH/km), porque las corrientes circulan exclusivamente por la superficie externa del conductor central y la superficie interna de la cubierta.

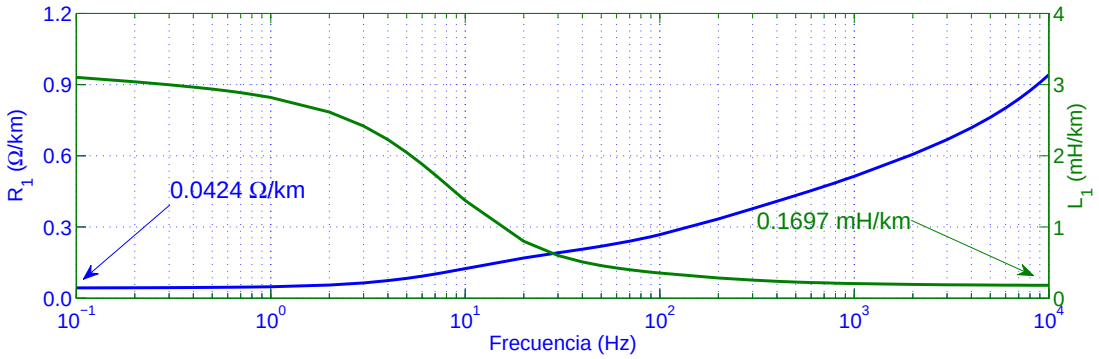


Figura 9.37: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar

La capacidad, suponiendo constante la permitividad relativa del XLPE en todo margen de frecuencias, resulta 0.165 μF/km.

9.3.6.4 Cálculos térmicos

No se realizarán cálculos térmicos para este cable, dado que ABB definió en su catálogo "HVDC Light® Cables. Submarine and land power cables" las potencias máximas, como ya se vio.

La potencia máxima es de 230 MW (cables separados) o 188 MW (cables juntos), para unas condiciones de instalación tipo "clima tropical" (temperatura ambiente de 28°C, enterramiento de 1.0 m, conductividad térmica del terreno 0.8 $\frac{W}{mK}$). Las definiciones de "cables separados" y "cables juntos" no aparecen en dicho catálogo, pero es de suponer que se refiere a cables en contacto y cables con una separación tal que no se influyan térmicamente.

9.3.7 Unipolar submarino 1600 m, 250 kV CC, 750 mm^2, MI

Este diseño se corresponde con las propuestas FVGC6, MRFVGC y MRGC (ver figura 9.40). La estructura y dimensionamiento del cable se supone similar al de la interconexión Baleares - Península Ibérica [62], aunque éste tiene una profundidad máxima de instalación de 1500 m.

9.3.7.1 Estructura del cable

El conductor principal está constituido por piezas sólidas de cobre, que según la norma IEC 60228 se corresponde con un conductor de Clase 1. La sección nominal es de 750 mm^2 y el diámetro exterior es de 31.5 mm (factor de relleno 0.96). La norma IEC 60228 no establece ni máximo ni mínimo en cuanto al diámetro total.

El sistema de aislamiento está compuesto por una pantalla semiconductora interna, una capa principal de aislamiento de papel impregnado en aceite (MI[11]) y otra pantalla semiconductora externa. El espesor total del aislamiento es de 12.5 mm.

La cubierta es de aleación de plomo "E" o "1/2C" y tiene un espesor de 3.0 mm. Encima de ésta, existe una capa de 3.5 mm de HDPE, a modo primera barrera impermeabilizante. La cubierta de HDPE está protegida por un refuerzo constituído por 2 capas de cintas de acero de 1 mm de espesor.

La siguiente capa es el asiento de la armadura interior, compuesta por un tejido de poliéster y con un espesor nominal de 1 mm. La armadura interior está compuesta por 30 alambres rectangulares 7.5 mm de ancho y 3 mm de ancho, con un ángulo de hélice de 12°. Entre las capas de la armadura se sitúa otro asiento de tejido de poliéster con un espesor de 1 mm. La armadura exterior está compuesta por 30 alambres rectangulares 8.6 mm de ancho y 3.4 mm de ancho, con un ángulo de hélice de 8°(en sentido contrario al de la armadura interior). Los ángulos de la armadura se han cálculado según [51] para compensar el par de torsión generado al cargar el cable axialmente.

Por último, se dispone de una capa exterior de fibras de polipropileno con un espesor de 3 mm.

La composición del cable se puede ver resumida en la tabla 9.18. La sección del cable se muestra en la figura 9.38.

9.3.7.2 Cálculos mecánicos

Esfuerzos durante la instalación La masa del cable resulta de 29.9 kg/m y el peso en agua de 220 N/m (22.4 kgf/m). Para el cálculo de la fuerza axial máxima, además se necesitan la hipótesis de profundidad máxima (1600 metros) y la hipótesis del peor estado del oleaje ($H_s = 5$ m, $T_p = 7$ s, ver apéndice A.2) y el ángulo de salida del barco ($\phi = 18°$).

Para el peor estado del oleaje previsible e instalando el cable a 1600 metros de profundidad con un ángulo de salida de $\phi = 18°$, la fuerza axial máxima que aparece en el cable es de 602 kN. La tensión puede disminuir hasta 478 kN si el mar está en calma para esta profundidad. En el apartado 3.3.2 se anotó que la capacidad de tiro máxima de los mayores barcos cableros es de 491 kN. Por tanto, en cuanto a capacidad de tiro, hay que encontrar una ventana

[11] Mass Impregnated

Capa	Material	Espesor	Radio ac.	Área	Área ac.
Conductor	Cobre	-	15.75	779.3	779.3
Sistema aislamiento	MI	12.5	28.25	1727.9	2507.2
Cubierta	Pb "E" o "1/2C"	3.5	31.75	659.7	3166.9
Anticorrosión	HDPE	3	34.75	626.7	3793.7
Refuerzo	Acero	2	36.75	49.2	4242.9
Asiento	Poliéster	1	37.75	234.0	4477.0
Armadura interna	Acero	3	40.75	739.8	5216.8
Asiento	Poliéster	1	41.75	259.2	5476.0
Armadura externa	Acero	3.4	45.15	928.2	6404.2
Protección exterior	Polipropileno	3	48.15	879.3	7283.5

Nota: Magnitudes en mm *y* mm^2. *Abreviatura "ac." es "acumulado".*

Tabla 9.18: Composición de las capas del cable

de estado marítimo con unas olas equivalentes que no conlleven más de 1,10· = kN (por ejemplo, unas condiciones máximas de $H_s = 5$ m y $T_p = 12$ s). También se puede trabajar para minimizar el peso del cable en el agua, mediante una mejor selección de materiales.

Aplicando el cálculo simplificado mostrado en [51] se obtienen las tensiones normales máximas sobre los principales elementos del cable, véase tabla 9.19.

Para el caso de $H_s = 5$ m y $T_p = 12$ s, se observa que la tensión resultante sobre el conductor es alta si se utiliza cobre sin alear, casi puro, pues la tensión de 144 MPa está a la mitad de la tensión de rotura, y sobrepasa por casi el doble el límite elástico. La utilización de aleaciones de cobre aptas para aplicaciones electrotécnicas (alta conductividad), tales como la C10100 ($\sigma_{\text{elástico}} = 300$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 330$ MPa) o la C18200 ($\sigma_{\text{elástico}} = 380$ MPa y $\sigma_{\text{rotura}} = 460$ MPa), puede permitir emplear los mismos coeficientes de seguridad para esta aplicación.

Las tensiones máximas de trabajo para las armaduras son muy aceptadbles para aceros de bajo contenido en carbono, estando justo en el límite elástico. Sin embargo, los aceros al carbono pueden llegar hasta los 750 MPa de tensión límite elástica sin dificultad.

			Típico		Aleaciones	
Capa	**Material**	σ	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}	$\sigma_{\text{elástico}}$	σ_{rotura}
Conductor	Cobre	144	70	240	<960	<1000
Cubierta	Plomo	13	15	20	<55	<70
Armadura interior	Acero	260	260	500	<1090	<1880
Armadura exterior	Acero	270	260	500	<1090	<1880

Nota: Magnitudes en MPa.

Tabla 9.19: Tensiones normales sobre el cable (fuerza axial de 520 kN)

Si se fijan los extremos del cable y se aplica la fuerza axial de 520 kN, la forma helicoidal que forman los alambres de la armadura produce un momento de torsión. Sin embargo, eligiendo adecuadamente los ángulos de las hélices que forman los alambres de las distintas capas (incluyendo la del conductor de fase) se puede anular éste. El método simplificado de R. Knapp arroja un momento torsor despreciable de 1.5 N · m para los ángulos de hélice elegidos.

La rigidez a flexión que se obtiene es de 280 kN · m^2. Para doblar el cable sobre un radio de curvatura de 5 metros, radio usual de la polea de salida del barco), se necesita un momento flector de 56 kN · m. La presión lateral SWP máxima que debería soportar el cable es de 104

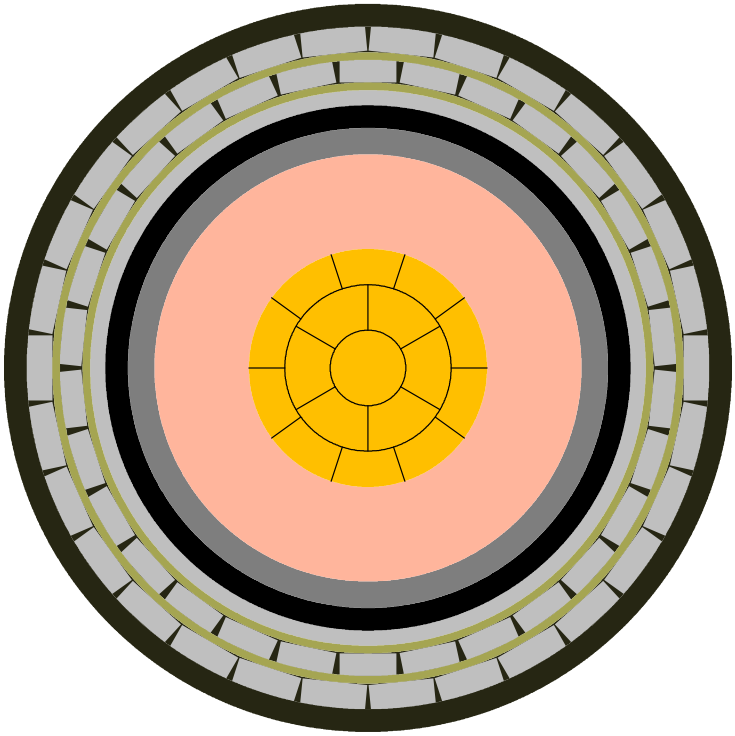


Figura 9.38: Sección del cable (escala 1:1)

kN/m (radio de polea de 5 metros).

Esfuerzos durante la operación Una vez visto esto para el caso de la sección 9.3.1.2, se puede obviar este cálculo. En aquel caso se obtuvo que las armaduras eran los elementos sometidos a mayores esfuerzos, e incluso aplicando un coeficiente de seguridad de 1.5 para la carga, éstas trabajaban con tensiones muy por debajo de las del límite elástico.

9.3.7.3 Cálculos eléctricos

La modelización eléctrica se ha realizado de forma similar al caso anterior. Se ha supuesto una temperatura de 20°Cen los conductores, ya que como se vio, aunque la temperatura media de los trazados era aproximadamente 11°C, se debe tomar una temperatura media con el cable a media carga.

Se puede observar que para frecuencias muy bajas, la resistencia tiende al valor de corriente continua (0.023 Ω/km), mientras que para altas frecuencias la resistencia aumenta monótonamente (efecto *skin*). A frecuencias altas, la inductancia tiende a un valor constante (0.1181 mH/km), porque las corrientes circulan exclusivamente por la superficie externa del conductor central y la superficie interna de la cubierta.

La capacidad, suponiendo constante la permitividad relativa en todo margen de frecuencias, resulta 0.381 μF/km. Nótese que el aislamiento de papel impregnado tiene una permitividad relativa $\epsilon_r = 4$.

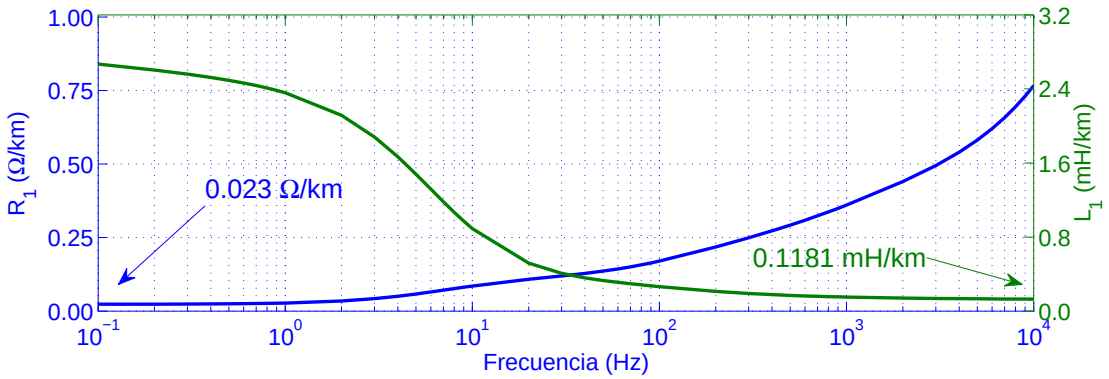


Figura 9.39: Variación con la frecuencia de la resistencia e inductancia de la línea bipolar

9.3.7.4 Cálculos térmicos

No se realizarán cálculos térmicos. Ya que este cable está basado en el utilizado en el proyecto Península Ibérica - Baleares, se supondrá que cada cable tiene una corriente admisible en régimen estacionario de 800 A, coincidente con el original.

9.4 Proyección temporal y espacial de las propuestas definitivas

Los sistemas eléctricos son infraestructuras cuyo dimensionamiento depende de la proyección energética futura. Su desarrollo debe plantearse de acuerdo al estado de las tecnologías, y más importante, a las proyecciones de demanda y recursos energéticos. Debido a que existen limitaciones en las inversiones en éstos, surge la necesidad de establecer prioridades en su desarrollo, ver figura 9.40.

La primera prioridad es tener de forma zonal, en este caso insular, un área autosuficiente, en el sentido de tener autosuficiencia de generación para la demanda del área. Cada isla debe proveerse de recursos energéticos, ya sea mediante recursos exógenos (combustibles fósiles que llegan a puerto) o recursos autóctonos (energías renovables), de manera que se pueda satisfacer la demanda con seguridad. Asimismo, la red eléctrica debe estar lo suficientemente mallada como para que se cumpla, como mínimo, el criterio $N-1$.

Los proyectos de interconexión mejoran el comportamiento del sistema, ver sección 1.2, pero se sitúan en un segundo nivel de prioridad en cuanto a planificación general. Esto es así porque tienen un tiempo de restauración largo en caso de fallo simple, aunque esto depende del nivel de redundancia y fiabilidad del sistema de interconexión.

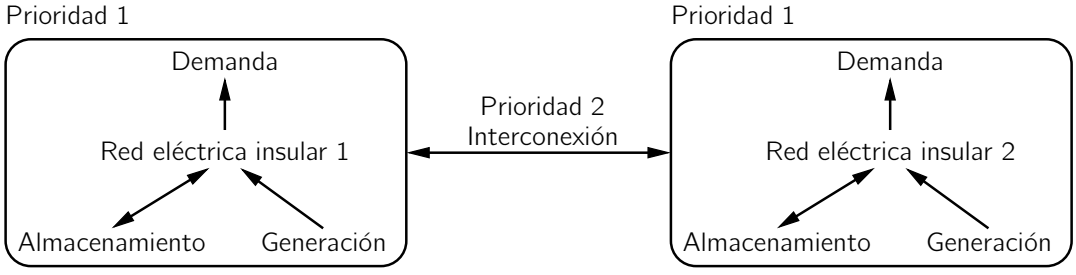


Figura 9.40: Prioridades en la planificación energética

Como ya se comentara, para los proyectos de interconexión se han establecido dos horizontes temporales: 2016 (corto plazo) y posterior a 2021 (medio plazo); además de un escenario referencia actual en el año 2010-2011. Es necesario establecer este esquema temporal y de dependencia para poder situar el estudio en escenarios reales, dado el gran número de opciones que se presentan. En la figura 9.41 se muestra un esquema temporal que resume las propuestas preliminares hechas en la sección anterior.

Desde el presente hasta 2016, es esperable que todo el esfuerzo se concentre en robustecer internamente las redes isleñas, adecuándolas a [79]. Además, tal y como se tiene planificado según [34], se llevará a cabo un segundo circuito entre Lanzarote - Fuerteventura.

Para el horizonte 2016 se espera tener realizado, o en fase de proyecto, las interconexiones Tenerife - La Gomera y Fuerteventura - Gran Canaria, siendo éstos los proyectos interinsulares más factibles técnicamente. Para la ejecución del proyecto Fuerteventura - Gran Canaria, se deberá tomar la decisión estratégica acerca de la posibilidad de interconexión con Marruecos.

Como ya se había estudiado, la interconexión Tenerife - La Gomera tiene dos trazados posibles. Ambos pueden corresponder a la propuesta TFLG1 y/o TFLG2. Lo más lógico sería ejecutar la primera fase en el trazado más corto (Guía de Isora - El Palmar), y cuando se plantee la segunda fase, se evalúa la otra posibilidad. El otro trazado tiene algunos kilómetros más, pero conecta con otra subestación, que está mejor situada eléctricamente hablando.

En el horizonte más allá de 2021, en función del desarrollo tecnológico y político se podrán plantear las otras posibilidades de interconexión. Por un lado, dependiendo de la posibilidad de instalar cables a 2300 metros, se puede plantear la ejecución de la interconexión Gran Canaria - Tenerife. Por otro lado, dependiendo de la situación económica, política y energética en Marruecos y en el entorno, puede plantearse la realización de la interconexión con Marruecos. Este proyecto también dependerá de las decisiones tomadas acerca de la interconexión interinsular Fuerteventura - Gran Canaria.

En las figuras 9.42, 9.43, 9.44 se muestran los mapas con las propuestas para cada horizonte temporal y los corredores. Nótese que se han dibujado las subestaciones como puntos si están construidas, y como circunferencias si están planificadas.

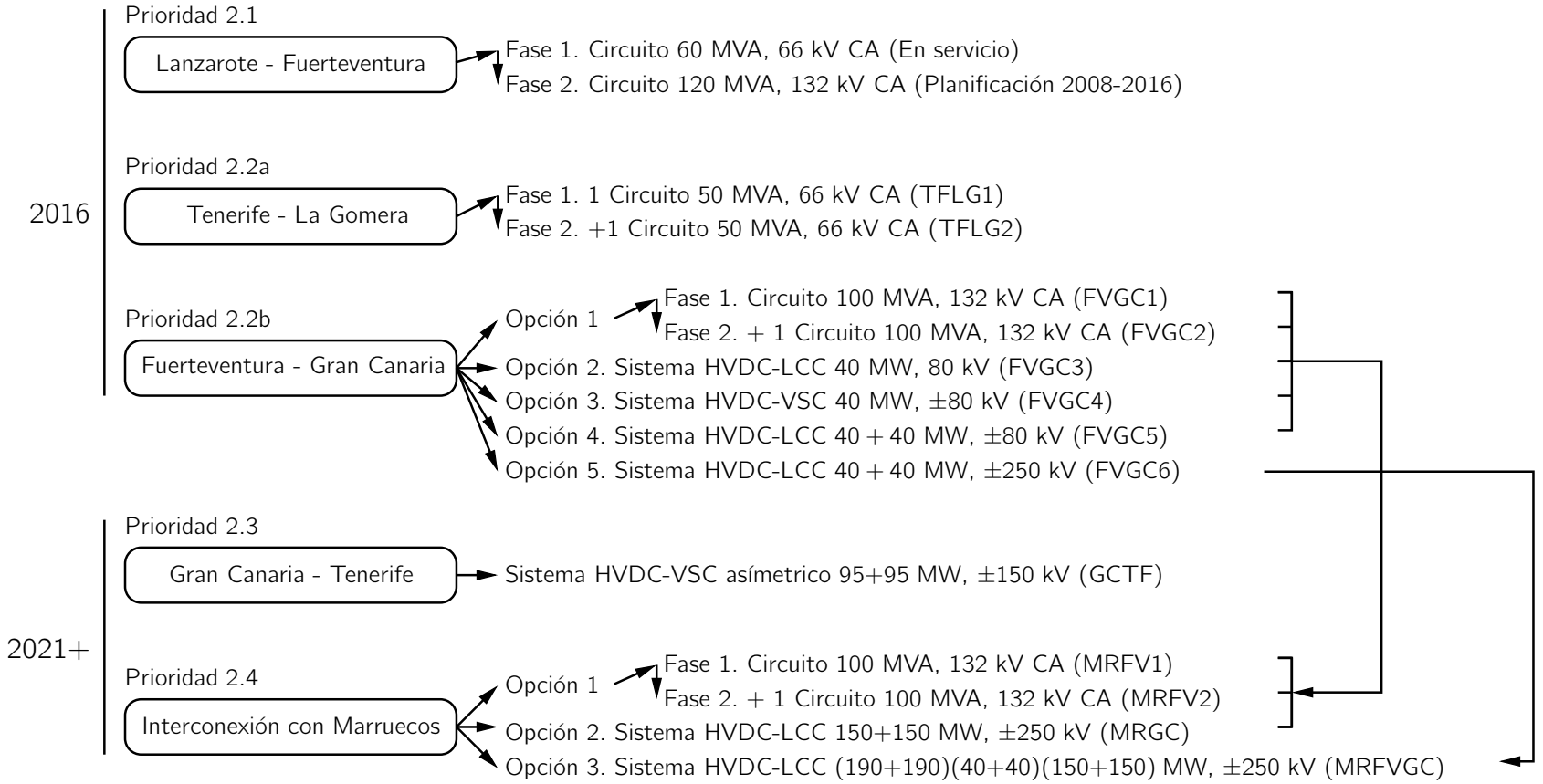


Figura 9.41: Proyección temporal y relación entre las propuestas

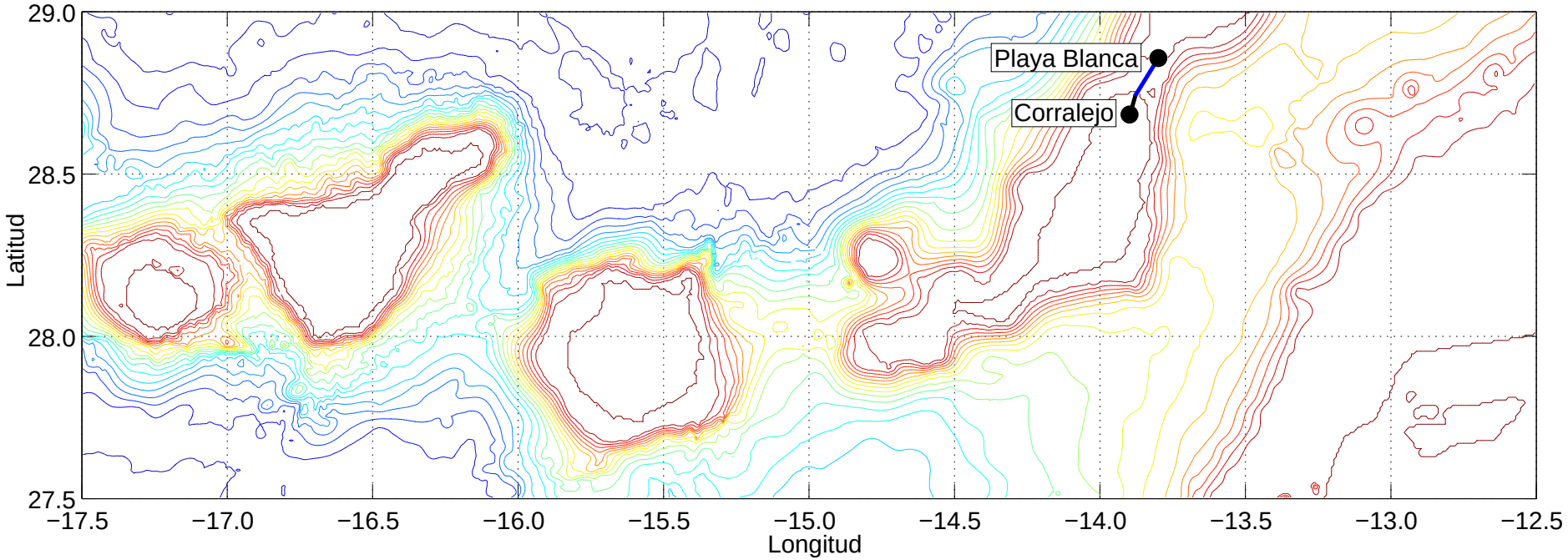


Figura 9.42: Proyección espacial y estado actual interconectado 2010 (isóbatas 200 metros)

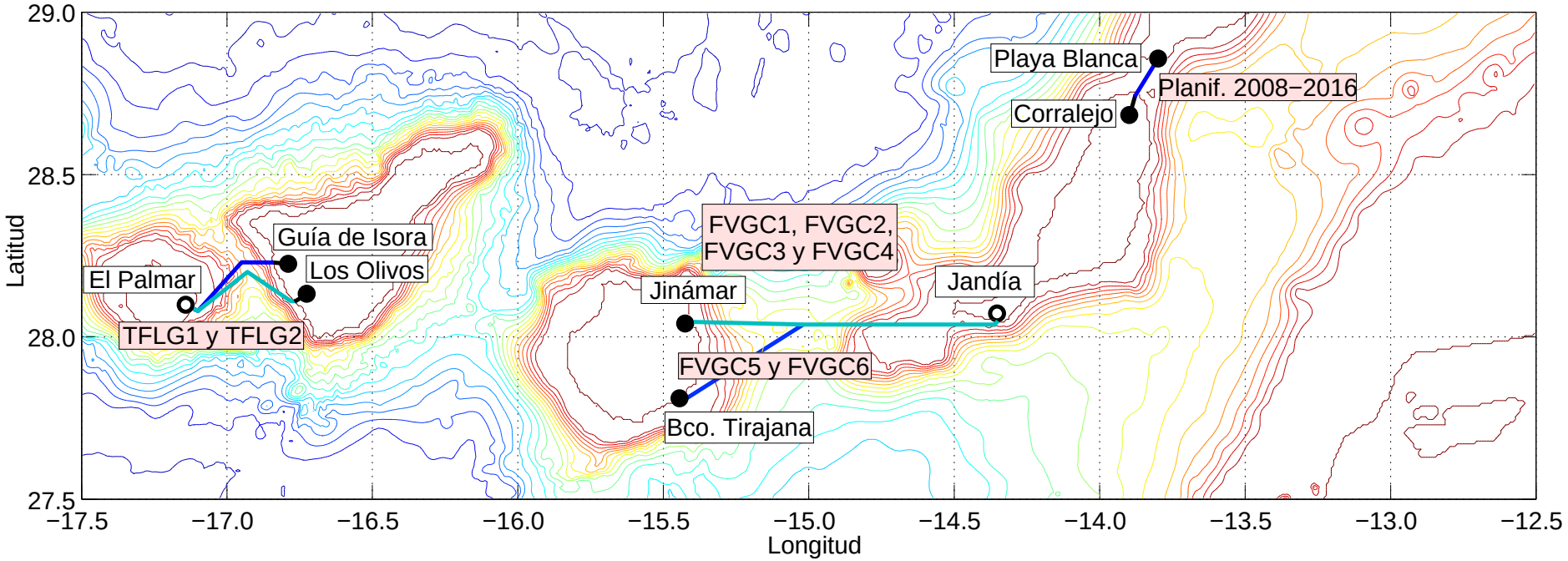


Figura 9.43: Proyección espacial y relación entre las propuestas de interconexión 2016 (isóbatas 200 metros)

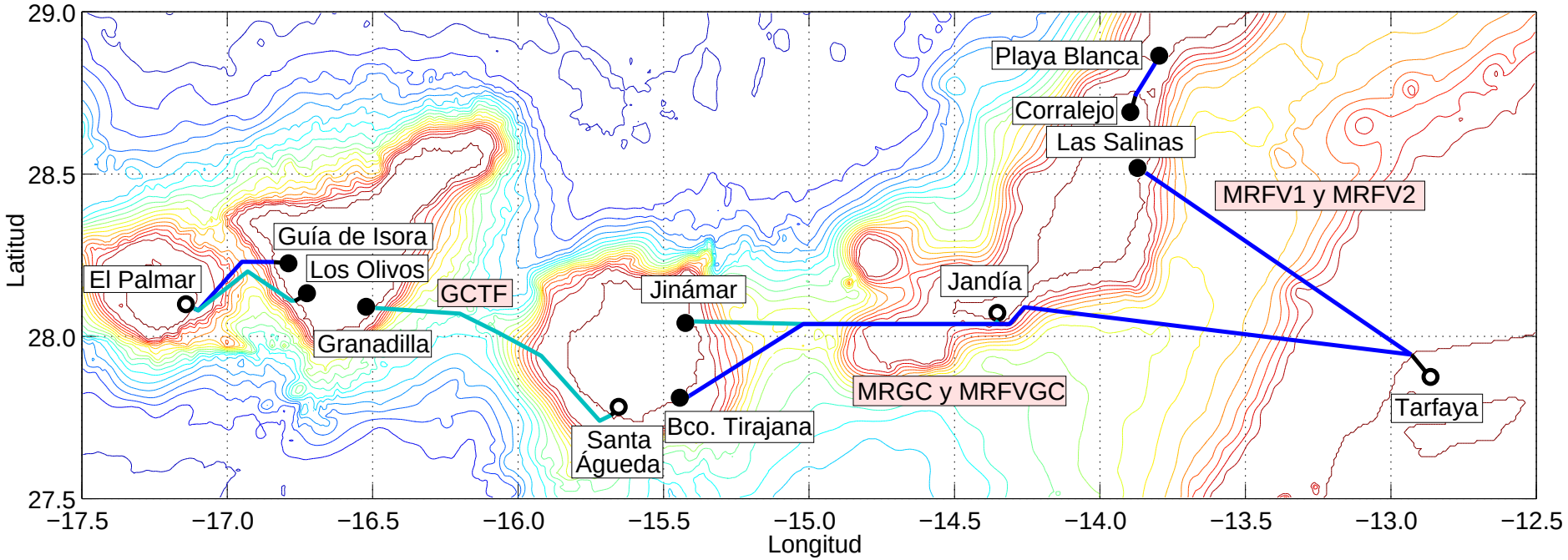


Figura 9.44: Proyección espacial y relación entre las propuestas de interconexión 2021 (isóbatas 200 metros)

Capítulo 10

Evaluación de las interconexiones propuestas

10.1 Introducción

Hasta ahora se han planteado las posibles soluciones de interconexión en base a criterios generales: topología, disposición geográfica, principales magnitudes de los sistemas eléctricos y sus elementos, y el medio submarino por donde deben pasar los cables submarinos. Todo el trabajo realizado hasta este punto ha sido necesario para poder hacer propuestas factibles.

A partir de los proyectos de interconexión planteados en el capítulo 9, se pueden elaborar los distintos escenarios que se pueden dar. En el apartado 10.2 se lleva a cabo la constitución de los escenarios topológicos, que sirven como directriz de los análisis. Sobre cada escenario topológico se van a analizar varios aspectos releventes, véase apartado 10.3. Una vez definidos tanto los dominios como los aspectos que se van a estudiar en éstos, se procede a exponer los análisis considerados para cada escenario a partir del apartado 10.4 en adelante.

10.2 Escenarios de estudio

En las figuras 9.41, 9.42, 9.43 y 9.44 se mostraron de forma detallada los distintos proyectos de interconexión planteados. Para realizar la evaluación de las propuestas hechas es necesario situar los proyectos en diferentes dominios o escenarios topológicos.

La relación de escenarios a estudiar debe ser realista en cuanto a la proyección temporal, considerándose éstos situados en los horizontes temporales ya utilizados en los capítulos precedentes: 2010-2011 (actual), 2016 (planificado y propuesto a corto plazo) y 2020-2021 (perspectivas a medio y largo plazo).

El primer grupo de escenarios son los escenarios actuales 2010-2011, en donde sólo existe una interconexión, la interconexión a 66 kV Lanzarote - Fuerteventura, que se denominará "Fase 1". El objetivo del análisis de estos escenarios es establecer un punto de partida en los sistemas eléctricos actuales.

2010.1 Lanzarote - Fuerteventura

- Fase 1. Circuito 60 MVA, 66 kV CA

2010.2 Gran Canaria

2010.3 Tenerife

2010.4 La Gomera

El segundo grupo de escenarios comprende el horizonte 2016, en donde se incluyen las planificaciones publicadas y parte de las propuestas realizadas en este estudio. Para 2016 debería estar operativa, según la planificación, la segunda interconexión Lanzarote - Fuerteventura, además se añadirán las propuestas realizadas sobre la interconexión Tenerife - La Gomera y la interconexión (Fuerteventura - Lanzarote) - Gran Canaria. El objetivo de este análisis es evaluar las mejoras introducidas con las interconexiones planificadas y propuestas.

2016.1 Lanzarote - Fuerteventura - Gran Canaria

2016.1.A Lanzarote - Fuerteventura

- Fase 1. Circuito 60 MVA, 66 kV CA
- Fase 2. Circuito 120 MVA, 132 kV CA

2016.1.B (Lanzarote - Fuerteventura) - Gran Canaria

- Opción 1.
  - Fase 1. Circuito 100 MVA, 132 kV CA (FVGC1)
  - Fase 2. Circuito 100 MVA, 132 kV CA (FVGC2)
- Opción 2. Sistema HVDC-LCC 40 MW, 80 kV (FVGC3)
- Opción 3. Sistema HVDC-VSC 40 MW, ±80 kV (FVGC4)
- Opción 4. Sistema HVDC-LCC 40+40 MW, ±80 kV (FVGC5)
- Opción 4. Sistema HVDC-LCC 40+40 MW, ±250 kV (FVGC6)

2016.2 Tenerife - La Gomera

- Fase 1. Circuito 50 MVA, 66 kV CA (TFLG1)
- Fase 2. Circuito 50 MVA, 66 kV CA (TFLG2)

El tercer grupo de escenarios trata una perspectiva para el horizonte 2021 en adelante, es decir, a medio y largo plazo, y consiste en la incorporación de la interconexión con Marruecos, que depende de la opción Fuerteventura - Gran Canaria elegida en el horizonte 2016 (véase figura 9.41), y la interconexión Gran Canaria - Tenerife.

2021 Islas Canarias interconectadas - Marruecos

2021.A (Lanzarote - Fuerteventura - Gran Canaria) - (Tenerife - La Gomera)

- Sistema HVDC-VSC asimétrico 95+95 MW, ±150 kV (GCTF)

2021.B Interconexión con Marruecos

- Opción 1.
  - Fase 1. Circuito 100 MVA, 132 kV CA (MRFV1)
  - Fase 2. Circuito 100 MVA, 132 kV CA (MRFV2)
- Opción 2. Sistema HVDC-LCC 150+150 MW, ±250 kV (MRGC)
- Opción 3. Sistema HVDC-LCC (190+190)(40+40)(150+150) MW, ±250 kV (MRFVGC)

10.3 Aspectos de evaluación

Sobre cada escenario se pueden estudiar multitud de aspectos. A grandes rasgos, éstos se pueden dividir en cuatro grupos: aspectos económicos, aspectos técnicos, aspectos medioambientales y aspectos estratégicos.

Los aspectos económicos y técnicos tienen una evidente relación de dependencia, mientras que los aspectos medioambientales devienen como el resultado de la ejecución de los proyectos. Los aspectos estratégicos tienen que ver con el pasado, presente y futuro la energía eléctrica en las Islas Canarias y su entorno.

Los aspectos considerados en este estudio son los siguientes:

Económicos

Costes de las propuestas Cada una de las propuestas de interconexión tiene un coste específico de proyecto y mantenimiento. Aunque se sabe de antemano que el coste que aquí se expone es meramente orientativo, éste sirve para poder establecer una comparación económica entre las distintas propuestas.

Inversiones evitadas en generación La introducción de interconexiones permite explotar un parque generador compartido entre los sistemas que interconecta. Esto conlleva, a priori, reducir y/o retrasar las inversiones en generación. Se trata de evaluar cúal es la reducción y/o retraso en cada escenario.

Técnico-económicos

Calidad del suministro La calidad del suministro se refiere tanto a la continuidad del servicio como a las especificaciones de la entrega de la energía eléctrica. Según [76], la continuidad del suministro se mide mediante los valores NIEPI[1] y TIEPI[2]. La mayoría de interrupciones de suministro y deficiencias en tensión se deben a la distribución y no al transporte o generación, sin embargo, las interrupciones debidas al transporte y generación, por pocas que sean, tienen una mayor incidencia. Se trata de estudiar las estadísticas actuales e intentar analizar cúal podría ser la mejora.

Reservas de potencia Como ya se comentó en el apartado 7.6, es necesario mantener ciertos niveles de reserva de potencia en la operación de un sistema eléctrico. Para cada escenario se anotarán las reservas de potencia mínimas. Además, se resumirá la influencia de las interconexiones sobre los sistemas eléctricos en cuanto a la variabilidad productiva de la energía eólica, aspecto que se analizó detalladamente en el apartado 7.4.1.

Cobertura de la demanda La cobertura de la demanda se refiere a cómo se produce la energía eléctrica, qué fuentes, qué cantidad, y en qué franjas horarias, para satisfacer la demanda. Si se conoce el parque generador (capítulo 7) y la demanda (capítulo 6) en cada escenario, se pueden elaborar estados demanda - generación realistas. Para ello se optimizan los costes cumpliendo con las reservas mínimas establecidas por [79], aproximándose así las coberturas de la demanda para cada escenario.

Con el conocimiento de éstas, se pueden evaluar los costes de generación en cada escenario. Asimismo, se puede evaluar si existen mejoras en cuanto a la

[1] Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión, véase [76, Art. 100].
[2] Tiempo de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión, véase [76, Art. 100].

penetración de energía eólica en dicha cobertura, y cuánto pueden afectar los sistemas de almacenamiento por bombeo planificados y las interconexiones.

Técnicos

Seguridad del sistema La seguridad de los sistemas eléctricos se refiere a la capacidad de éstos para soportar contingencias. Una contingencia es un evento inesperado (fallo) que altera el estado normal de un sistema eléctrico. Pueden darse una multitud de contingencias particulares, pero unas son más severas que otras, y unas más probables que otras. Por tanto, es la experiencia en la operación la que permite clasificar las contingencias, pudiendo establecerse una priorización de contingencias en función de su incidencia.

Es requisito fundamental que el sistema eléctrico sea capaz de soportar todas las contingencias probables sin que se produzca la pérdida total del sistema (apagón o cero eléctrico). A lo sumo, puede tolerarse la pérdida de una parte limitada de mercado mediante el deslastre de carga o el aislamiento del defecto.

En [79, 5.2 y 5.3] se describen las contingencias y los valores de las variables de control que se utilizan en los análisis de seguridad mínimos. En el estudio de este factor se pretende seleccionar aquellas contingencias más importantes de cara a poder evaluar adecuadamente las propuestas.

Análisis de los sistemas eléctricos en régimen estacionario Utilizando los estados demanda - generación generados en el análisis de la cobertura de la demanda, se van a realizar análisis de flujos de potencia sobre los escenarios. Para los escenarios en donde se proponen estaciones de conversión HVDC-LCC, se van a calcular las potencias de cortocircuito en los puntos de conexión, de forma que se pueda verificar la viabilidad de la construcción de éstas. El objetivo de todos estos análisis es verificar que se cumplen las restricciones impuestas por los procedimientos de operación [79] y los requisitos mostrados en 2.5.

Análisis de los sistemas eléctricos en régimen dinámico Utilizando las contingencias establecidas en "Seguridad de los sistemas eléctricos", se van a obtener las respuestas de los sistemas en cada escenario tras la ocurrencia de cada una de ellas. El objetivo es verificar que ante las perturbaciones más probables, los escenarios no incurren en un incumplimiento de los criterios de operación, debiéndose observar la mejor respuesta de unos escenarios frente a otros.

Medioambientales

Impactos ambientales propios de los proyectos Se trata de señalar los impactos que las propuestas producen sobre el medio ambiente. Por un lado se tienen los impactos generados por los cables submarinos (térmico-biológico y electromagnético), los tramos de enlace (electromagético y paisajístico) y por otro los generados por las subestaciones o estaciones de conversión (sonoro, electromagnético y paisajístico).

Impactos ambientales inducidos Se trata de señalar los impactos que el funcionamiento de las propuestas producen sobre las emisiones de contaminantes atmosféricos.

Estratégicos

Necesidad de recursos El hecho de reducir el consumo de recursos fósiles supone una reducción de la dependencia energética con el exterior. Se trata de señalar

las perspectivas energéticas en el mundo, y ver cómo encajarán en los distintos escenarios generados.

Mercado energético Cada escenario supone un tamaño y características diferentes de los mercados de energía eléctrica. Dependiendo del contexto energético en el que puedan encontrarse, las distintas soluciones de interconexión pueden favorecer en distinta medida los costes de la energía eléctrica. Asimismo, la interconexión con Marruecos podría permitir la oportunidad de negocio energético entre el mercado norteafricano y las Islas Canarias.

De acuerdo a la relación de dependencia de los distintos factores, el orden de exposición considerado para éstos sería el siguiente:

1. ***Seguridad del sistema**
2. **Calidad del suministro**
3. ***Reservas de potencia**
4. ***Cobertura de la demanda**
5. ***Análisis en régimen estacionario**
6. ***Análisis en régimen dinámico**
7. ***Costes de las propuestas**
8. **Inversiones evitadas en generación**
9. **Impactos ambientales propios de los proyectos**
10. **Impactos ambientales inducidos**
11. **Necesidad de recursos**
12. **Mercado energético**

En los escenarios de 2010 no se pueden estudiar por motivos claros los factores: "Costes de las propuestas", "Inversiones evitadas en generación", "Impactos ambientales propios de los proyectos" e "Impactos ambientales inducidos". Sin embargo, en los escenarios de 2016 y 2020 sí se pueden estudiar todos.

Como se pudo observar en el apartado en donde se establecieron los escenarios de estudio, apartado 10.2, hay un total de 7 escenarios base, de los cuales 4 corresponden a la situación presente (2010-2011), 2 a posibles situaciones futuras a medio plazo (2016) con 6 propuestas, y un último escenario para un escenario a medio-largo plazo (2021) con 4 propuestas.

El estudio de todos los factores para todos los escenarios con todas las propuestas requiere una importante inversión de trabajo. Sin duda alguna, un estudio completo permitiría una evaluación muy detallada de las perspectivas futuras de la energía eléctrica en Canarias. Sin embargo, la extensión y filosofía de un Proyecto Fin de Carrera no justifica realizar el estudio completo.

Por ello, para conseguir los objetivos propuestos al inicio del presente sin tener que realizar tan exhaustivo estudio, se procederá a hacer una versión reducida. Dicha versión no será todo

lo completa que sería deseable, pero se conseguirá obtener una perspectiva adecuada para los fines prácticos de este trabajo.

Según se observó en la figura 9.41, existe una relación de dependencia entre los escenarios 2016 y 2021, con lo cual se hace necesario hacer una evaluación mínima sobre todas las propuestas. La evaluación mínima debe destacar los aspectos técnicos y económicos más generales, de manera que se puedan comparar las propuestas.

Los aspectos marcados con asterisco "*" en la lista anterior son aquellas que se van a estudiar para el escenario actual 2011. Por la extensión del trabajo que implica hacer el análisis al mismo nivel que se hizo para los escenarios 2011, sobre los escenarios 2016 y 2021 se ha decidido hacer una evaluación más reducida, transversal, pero que ofrezca un panorama global de las distintas soluciones.

10.4 Escenario 2010.1

Este escenario representa el sistema eléctrico Lanzarote - Fuerteventura en el año 2010.

10.4.1 Seguridad del sistema

Para este escenario, el análisis de seguridad N-1 en demanda punta arroja varios resultados negativos debido al poco mallado de la misma. Como ya se dijo, está constituida por un único corredor que enlaza las subestaciones de norte a sur. Desde Mácher hasta Matas Blancas dicho corredor lo constituyen líneas de simple circuito, con lo cual los fallos en este eje pueden acarrear más o menos interrupciones de suministro dependiendo de la ubicación del fallo y de la reserva establecida en las dos centrales.

Si se observa el plano **SE1**, la ubicación de las centrales y la debilidad de la topología de la red provoca que cualquier fallo en la línea Las Salinas - Gran Tarajal provoque la interrupción de suministro en Gran Tarajal y Matas Blancas. El fallo en la línea Gran Tarajal - Matas Blancas provoca la pérdida de mercado en Matas Blancas. Esto conlleva a que se incumpla siempre en estas subestaciones lo establecido en [79, 5.3.2] *"... no produciéndose para dichas contingencias interrupciones del suministro, salvo aquellas que sean consecuencia de los deslastres de cargas practicados, ..."*.

El fallo de cualquier línea entre Las Salinas y Mácher conlleva en primer lugar la separación del área Lanzarote - Fuerteventura en dos sistemas. Si la reserva en las centrales no es suficiente, una de la áreas deberá deslastrar carga y la otra verá incrementada su frecuencia hasta el control secundario manual o automático.

Por ejemplo, suponiendo que el intercambio entre islas es nulo, si la línea Las Salinas - Corralejo falla, el área quedará dividida en el sistema de Lanzarote más la subestación de Corralejo, y el sistema de Fuerteventura sin Corralejo. Corralejo queda alimentada desde Playa Blanca, pero si en la C.D. Punta Grande no hay reserva suficiente para cubrir su demanda, se deberá proceder al deslastre de carga en dicho subsistema. Mientras, la C.D. Las Salinas sufrirá una caída de la demanda igual a la pérdida de dicha subestación, lo cual conlleva el incremento de frecuencia en el subsistema correspondiente.

Esto significa que tampoco se cumplirá [79, 5.3.2], a menos que ambas centrales tengan una magnitud de reserva mayor a la requerida por los propios procedimientos de operación en

[79, P.O.1.8]. Usando un razonamiento análogo al del ejemplo anterior, se concluye que los requisitos adicionales de reserva para cumplir con [79, 5.3.2] deben ser:

- La reserva rodante requerida en cada momento por la C.D. Punta Grande deberá ser mayor o igual que la demanda de la subestación de Corralejo, es decir, 18.3 % de la demanda de Fuerteventura (ver tabla 6.13) más la posible potencia enviada desde ésta hacia Playa Blanca. Concretando para los valores de demanda se tiene una potencia punta de 19 MW y potencia valle de 9 MW más el intercambio en dirección Playa Blanca (ver tabla 6.19).
- La reserva rodante requerida en cada momento por la C.D. Las Salinas deberá ser mayor o igual a la demanda de la subestación de Playa Blanca, es decir, 23.1 % de la demanda de Lanzarote (ver tabla 6.12) más la posible potencia de enviada desde ésta hacia Corralejo. Concretando para los valores de demanda se tiene una potencia punta de 32 MW y potencia valle de 15 MW más el intercambio en dirección Corralejo (ver tabla 6.19).

El mallado entre Punta Grande, San Bartolomé y Mácher permite que se cumpla el criterio de seguridad N-1 para los disparos de las líneas que las interconectan. El análisis en régimen estacionario tras dichas contingencias los casos base "Demanda punta - eólica al 100 %" y "Demanda punta - eólica al 0 %", véase apartado 10.4.4, arroja resultados satisfactorios, sin sobrecargas en líneas ni transformadores.

En lo que respecta a la desconexión de grupos, según [79, P.O.1.8.1] el deslastre de carga es aceptado para la caída de los mayores grupos, ya que la reserva primaria mínima es del 50 % de la mayor potencia neta inyectada. Esto quiere decir que se opera con esta consideración, de forma que se puede desconectar hasta esta cantidad de carga para los eventos severos de pérdida de generación más esperables. Para el sistema Lanzarote - Fuerteventura esto supone algo más de 10 MW.

No obstante, otros eventos, como cortocircuitos, pueden conllevar la pérdida de generación eólica como consecuencia del disparo de las protecciones de mínima tensión. Otras protecciones que llevan los parques eólicos como son las de sobrevelocidad y subfrecuencia pueden disparar ante eventos desequilibrantes de frecuencia. Todo ello implica que el control de la frecuencia (balance demanda - generación) requiere de un conocimiento preciso de los sistemas de protección instalados y sus ajustes, tanto del equipo generador convencional como del no convencional.

Si se cumple con la reserva secundaria, en menos de 15 minutos debería estar repuesto el servicio a través de la reasignación de consignas de generación entre los grupos conectados, e incluso con la conexión de grupos de gas. Como se tendrá ocasión de comprobar, la poca flexibilidad del parque generador hará que la reserva primaria y secundaria cubra la mayoría del tiempo más del 100 % de la mayor potencia neta inyectada.

10.4.2 Reservas de potencia

Como se explicó en el apartado 7.6, la reserva de potencia requerida se asignará como reserva rodante, y la magnitud de éstas depende del mayor valor entre el 100 %: de la mayor potencia neta asignada a un generador de entre los programados en dicho periodo horario, del crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente, y de la pérdida más probable por una disminución

de la potencia eólica acoplada. En dicho apartado se explicaron las consideraciones que se aplicarán en este estudio en cuanto al establecimiento de las reservas.

De lo que se trata aquí es de dar una explicación particularizada para este escenario sobre la magnitud de las reservas. En el apartado "Cobertura de la demanda" se mostrará más detalladamente la magnitud de las reservas, ya que se analiza un periodo anual teniendo en cuenta demanda y generación no gestionable.

Si se revisa el parque generador del escenario, tablas 7.3, 7.4, 7.8 y 7.10, en Lanzarote la máxima potencia neta se puede dar con el GAS 2 de la C. D. Punta Grande a máxima potencia (32.34 MW), y en Fuerteventura con el GAS 2 de la C. D. Las Salinas también a máxima potencia (29.40 MW). Por motivos económicos (ver apartado 7.3.1), las turbinas de gas sólo generan a plena carga en situaciones muy excepcionales, esto es, cuando no se disponga de potencia aportable por parte de los grupos diésel base o diarios, cuyos costes variables son más bajos. En el resto de situaciones, éstas generan por debajo de la media carga. La máxima reserva diaria requerida se dará pues con los grupos de funcionamiento base de mayor tamaño, esto es, con los grupos DIÉSEL 6 (20.51 MW), tanto de C. D. Punta Grande en Lanzarote, como C. D. Las Salinas en Fuerteventura.

La potencia eólica instalada en el escenario es de 28.31 MW. Según se explicó en 7.6, en este estudio la energía eólica se considerará que requiere una reserva rodante que es función de la variabilidad máxima analizada. A través de la figura 7.18, se extrae que $k_{\text{límite 1 hora 0.1\%}} = 0{,}47$, y por tanto la reserva rodante máxima posible que se requiere debido a la eólica presente es de $28{,}31 \cdot 0{,}47 = 13{,}3$ MW.

Aunque ambas centrales estén interconectadas y puedan compartir reservas a efectos de desconexión de unidades de generación, las deficiencias de la red eléctrica entre éstas no permite explotar al máximo este hecho. La razón es que no se puede cumplir el fallo N-1 de las líneas entre Las Salinas y Mácher, ya que conllevaría pérdida de mercado irremediablemente a menos que se aumente de la reserva en las centrales, como se demuestró en el apartado "Seguridad del sistema" para este escenario. Los requisitos adicionales para cumplir esto serían:

- La reserva rodante requerida en cada momento por la C.D. Punta Grande deberá ser mayor o igual que la demanda de la subestación de Corralejo, es decir, 18.3 % de la demanda de Fuerteventura (potencia punta de 19 MW, potencia valle de 9 MW) más la posible potencia enviada desde ésta hacia Playa Blanca.
- La reserva rodante requerida en cada momento por la C.D. Las Salinas deberá ser mayor o igual a la demanda de la subestación de Playa Blanca, es decir, 23.1 % de la demanda de Lanzarote (potencia punta de 32 MW, potencia valle de 15 MW) más la posible potencia de enviada desde ésta hacia Corralejo.

Así, la suma de reservas rodantes requeridas tiene un mínimo de 24 MW y un máximo de 51 MW, ambos valores debidos a la cobertura necesaria de las subestaciones entre las centrales. Esto quiere decir que para cubrir el N-1 de estas líneas mediante reserva, siempre se requerirá una mayor reserva que con los criterio de desconexión de grupos o por variación de eólica.

Si las reservas rodantes en cada central no cumpliesen con estos requisitos adicionales, tras el fallo de cualquier línea en el eje Mácher - Las Salinas se haría necesario el deslastre de carga en uno de los sistemas. Se trata, por tanto, de un compromiso entre el coste adicional que supone el aumento de reserva, y los costes, asumibles o no, en los que se incurre al perder

mercado. Al desconocer la frecuencia de fallos en estas líneas no es posible si quiera prever aproximadamente la energía no suministrada por esta causa. Por ello, se analizarán los dos casos, es decir, se simulará la cobertura con y sin requisitos adicionales.

10.4.3 Cobertura de la demanda

La cobertura de la demanda se analizará para un año completo, suponiendo una programación horaria de la generación por mérito económico, como indica [29]. Asimismo se toma como hipótesis que cada central se encargue de suministrar la demanda de cada isla, es decir, sin transporte entre islas.

Para cada hora el reparto de carga entre grupos convencionales se hará por criterio de minimización de costes de generación. Este criterio tiene que cumplir con una importante restricción, la señalada en [79, P.O.7.1.5], que exige que el reparto de las reservas (primarias) se realice asignando las bandas máximas y mínimas necesarias en función de la potencia neta disponible, estatismo y velocidad de respuesta. Así, ante la eventual desconexión de cualquier grupo, la actuación de los reguladores de velocidad de los grupos conectados permita la mejor recuperación de la frecuencia, pero a la vez se tiene un reparto de carga lo más económico posible.

La generación de origen eólico se simulará mediante los datos horarios derivados de los datos meteorológicos mostradas en el capítulo 7. La demanda media horaria utilizada proviene del modelo propuesto en el capítulo 6. Si bien, como límites se tiene una demanda media horaria máxima anual de 136.5 MW para Lanzarote y 103.8 MW para Fuerteventura, y una demanda media horaria mínima de 66.0 MW y 49.7 MW, respectivamente.

La configuración de grupos que se supondrá se muestra en las tablas 10.2 y 10.1. En ellas se detallan las potencias netas mínimas y máximas, así como el escalón de requerimiento más reserva rodante requerida ($P_{\text{requerimiento}} = P_{\text{demanda}} - P_{\text{no gestionable}}$) para la entrada en funcionamiento de grupos diarios y de punta. Esta misma configuración se utilizará para analizar la cobertura con y sin los requisitos adicionales de seguridad mediante reserva.

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	**Entrada en funcionamiento**
EÓLICA	0.00	8.78	No gestionable
Total	0.00	8.78	
PG DIÉSEL 6	14.00	20.51	Base
PG DIÉSEL 7	6.88	17.20	Base
PG DIÉSEL 8	6.88	17.20	Base
PG DIÉSEL 9	6.88	17.20	Base
PG DIÉSEL 4	5.14	12.85	Base
PG DIÉSEL 5	5.14	12.85	Base
Subtotal	44.92	97.81	
PG DIÉSEL 1	2.60	6.49	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 97{,}81$ MW
PG DIÉSEL 2	2.60	6.49	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 104{,}4$ MW
PG DIÉSEL 3	2.60	6.49	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 110{,}79$ MW
Subtotal	52.72	117.28	
PG GAS 2	6.47	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 117{,}28$ MW

Tabla 10.1: Continúa

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	Entrada en funcionamiento
PG GAS 1	4.69	23.45	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 149{,}62$ MW
Total	63.88	173.07	

Nota: Potencias en MW. C.D. Punta Grande (PG).

Tabla 10.1: Configuración de grupos, escenario 2010.1, Lanzarote

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	Entrada en funcionamiento
EÓLICA	0.00	19.53	No gestionable
Total	0.00	19.53	
LS DIÉSEL 6	14.00	20.51	Base
LS DIÉSEL 7	6.88	17.20	Base
LS DIÉSEL 8	6.88	17.20	Base
LS DIÉSEL 9	6.88	17.20	Base
Subtotal	34.64	72.11	
LS DIÉSEL 4	2.48	6.21	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 72{,}11$ MW
LS DIÉSEL 5	2.48	6.21	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 78{,}32$ MW
Subtotal	39.60	84.53	
LS GAS 2	6.47	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 84{,}53$ MW
LS GAS 1	4.37	21.85	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 116{,}87$ MW
Total	50.44	138.72	

Nota: Potencias en MW. C.D. Las Salinas (LS).

Tabla 10.2: Configuración de grupos, escenario 2010.1, Fuerteventura

El coste medio total obtenido haciendo uso de los requisitos adicionales es de 145.0 €/MWh, de los cuales 126.8 €/MWh se deben a los costes variables, y el resto al coste anual de mantenimiento. Individualizando en cada isla: 139.0 €/MWh en Lanzarote (122.8 €/MWh se deben a costes variables), y 153.3 €/MWh en Fuerteventura (132.4 €/MWh se deben a costes variables).

Si se realiza el mismo proceso anterior, pero sin los requisitos adicionales, se obtiene un coste medio total de 139 €/MWh. Esta reducción supone que, para una demanda satisfecha por las centrales convencionales de 1455 GWh (demanda menos generación eólica anual), se ahorra 8.7 M€/año.

De este ahorro se pueden hacer dos lecturas. Por un lado, justificar la inversión en la ampliación de la red hasta conseguir el mismo nivel de seguridad que se consigue mediante los requisitos adicionales de reserva. Por otro lado, suponiendo que por causas ajenas al operador no se pueda ampliar la red durante un tiempo, justificar la no utilización de estos requisitos mediante el cálculo de la energía no suministrada por esta causa. El primer caso es fácilmente justificable, en el segundo se hace necesario conocer con qué frecuencia se produce fallos en el eje entre centrales, de lo cual no se dispone de datos precisos.

Para cumplir con el fallo N-1 en las subestaciones de Playa Blanca y Corralejo basta con tener otro circuito entre Las Salinas y Corralejo, y otro circuito entre Playa Blanca y Mácher.

Suponiendo que el coste de instalar dobles circuitos es de aproximadamente 0.2 M€/km (ver apartado 2.3.4), y que la longitud de líneas a instalar es de 25 km (Las Salinas - Corralejo) y 18 km (Playa Blanca - Mácher), la inversión ascendería a 8.6 M€ más el coste de ampliación de las subestaciones. Así queda sobradamente demostrado que para cumplir con el criterio N-1 es más económico llevar a cabo la ampliación de la red en este eje que cubrir mediante reservas en las centrales.

La información más detallada que se tiene acerca de fallos en el sistema se debe a [28], en donde se muestra que en 2007, 2008 y 2009 se han tenido un total de 10 incidentes que acarreaban pérdida de mercado, de los cuales 6 se deben a fallos en transporte y 4 en generación. Esto quiere decir que hay aproximadamente 2 incidentes anuales en la red con pérdida de mercado, pero no se sabe exactamente su origen. Teniendo en cuenta que el coste anual de generación térmica es de 202 M€ (sin requisitos adicionales) o 211 M€ (con requisitos adicionales), lo cual da un coste diario aproximado de 0.55 M€, es claro que con 2 incidentes anuales en toda la extensión de la red no queda justificada la utilización de los requisitos adicionales para salvaguardar la pérdida de mercado.

Como ejemplo de la simulación hecha para todo un año, se van a representar gráficamente los resultados para un día concreto, ver figura 10.1. En ella se pueden observar tanto las potencias inyectadas por cada grupo (minimizando el coste total), como las reservas rodantes requeridas y las ofrecidas por los grupos.

Se puede observar claramente que al llegar la reserva real a la reserva requerida se produce la conexión de nuevos grupos, diarios o punta, según sea la demanda. Se puede observar además que la mayor parte del tiempo la reserva presente es mucho mayor que la requerida, debido a la relativa poca flexibilidad del parque generador con respecto a la demanda y a los requerimientos altos de reserva.

La diferencia entre reserva presente y la requerida indica cuál es el grado de "sobrerreserva", que de forma secundaria indica en qué medida los grupos están cerca o no de los puntos de funcionamiento de coste mínimo. En la figura 10.2 se muestra la "sobrerreserva" en forma de curva monótona para las dos centrales. En la figura no se observan diferencias significativas en la sobrerreserva tanto entre islas como para el caso en el que se utilizan los requisitos adicionales.

Por último, si el circuito que interconecta las islas está abierto, la reserva en cada isla deberá corresponder a la mayor potencia neta inyectada en su central. Esto hace que la reserva en términos globales sea mayor, incurriendo en mayores costes por MWh. Así debía operarse continuamente antes de que existiese la interconexión, o en periodos de reparación del único circuito existente ahora mismo.

Haciendo la simulación de este caso, el coste medio de la generación térmica de ambas islas es de 144.3 €/MWh, es decir, un 3.8 % mayor. En términos anuales (1455 GWh de requerimiento) se ahorra 7.7 M€/año. Ello justifica en términos económicos la inversión hecha hace algunos años para establecer una interconexión robusta entre ambas islas, teniendo en cuenta que el coste del circuito a 66 kV ascendió a 15 M€.

10.4.4 Análisis en régimen estacionario

Los análisis en régimen estacionario que se van a realizar se corresponden con los casos extremos de demanda y generación eólica. Esto es, para los momentos punta y valle de demanda, se analiza con la eólica al 100 % y al 0 %. Como ya se justificara en el apartado

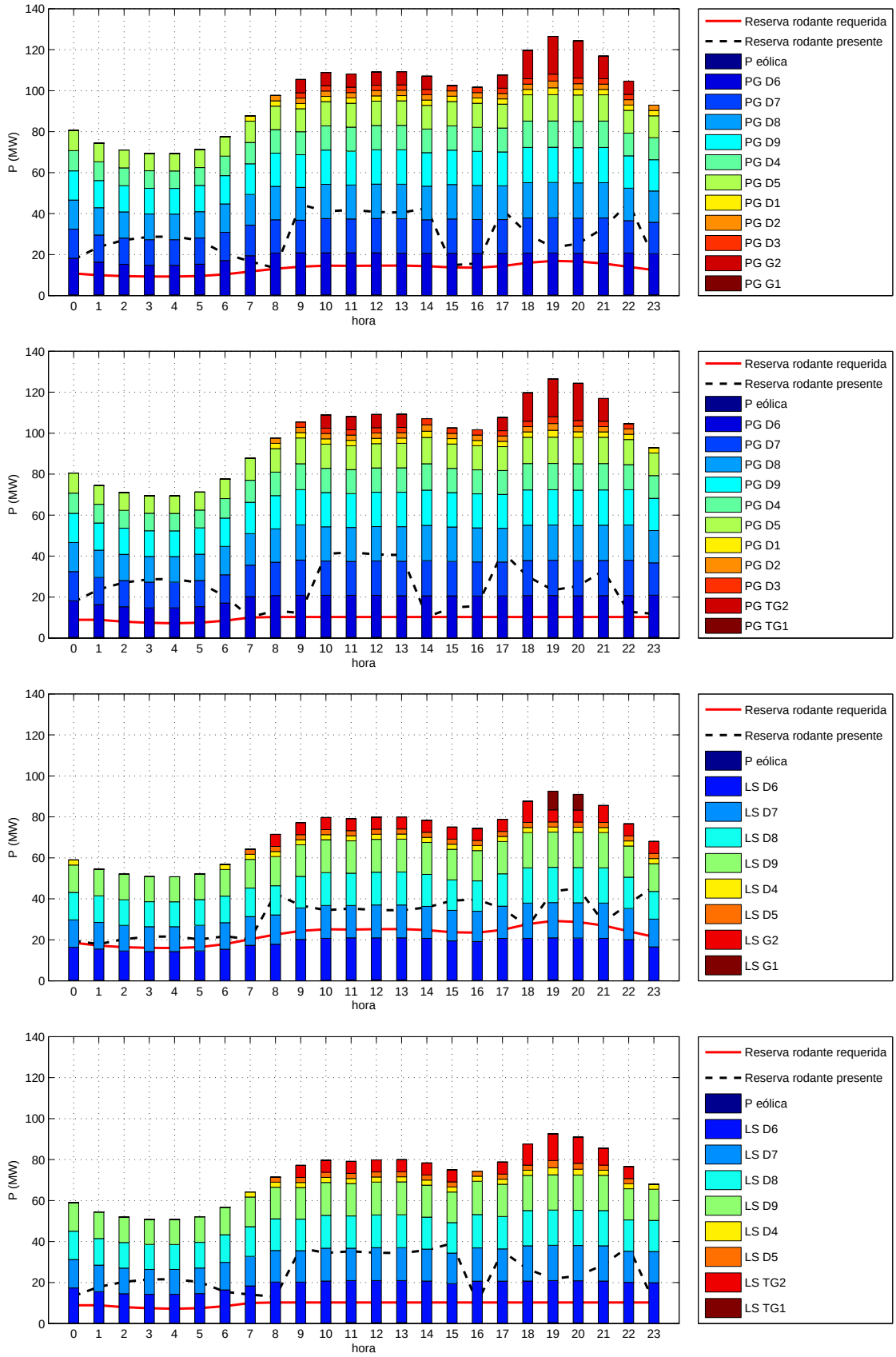


Figura 10.1: Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.1, con requisitos adicionales (arriba), sin requisitos adicionales (abajo)

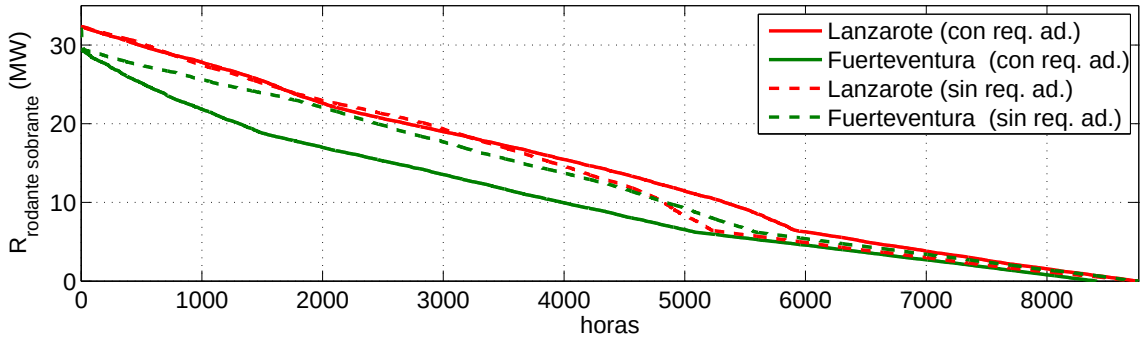


Figura 10.2: Sobrerreserva en las centrales, escenario 2010.1

"Cobertura de la demanda", la hipótesis básica es que la central de cada isla se encarga de su demanda, no existiendo intercambios programados. Como se dijo en el capítulo 7, existen diversos grupos de generación de emergencia en varias subestaciones, pero se supondrán no operativos.

En los siguientes apartados se discute la confección final de los modelos y sus resultados. Los resultados completos de los flujos de potencia están en el apéndice E.

10.4.4.1 Demanda punta - eólica al 100 %

Sobre el modelo para el Escenario 2010.1, es necesario establecer las cargas punta en los nudos de carga PQ, según lo visto en el capítulo 7. Asimismo, en los modelos de los parques eólicos se debe asignar la generación de éstos al 100 %. Para establecer la generación, se partirá de lo expuesto en "Cobertura de la demanda" aplicado al caso de demanda punta y generación eólica al 100 %.

Una vez establecidas todas las cargas en subestaciones y la generación de cada grupo, se debe proceder a establecer la tensión en los nudos PV y el nudo balance. Tras hacer el flujo de potencia para el valor nominal 1 pu en todas las tensiones a consignar, se observa la debilidad de la red en el sur de Fuerteventura, la subestaciones de Matas Blancas y Gran Tarajal, llegando la tensión a niveles de 0.80 pu. Se hace necesario pues ajustar las consignas de tensión en la C.D. Las Salinas a sus valores más elevados. Debido a la "cercanía eléctrica" de ambas centrales, el aumento de tensión en Las Salinas debe ir correspondido con un aumento también en la C.D. Punta Grande, para que no exista un transporte de reactiva excesivo entre centrales.

Tras hacer varias iteraciones, se encuentra que llevando al máximo convencional la tensión de consigna en barras de los grupos de C.D. Las Salinas, 1.09 pu, y a 1.08 pu en C.D. Punta Grande, se consigue elevar la tensión de Matas Blancas a 0.90 pu. Este hecho constituye una violación del mínimo de tensión en dicho nudo, cuyo límite es de 0.94 pu, ya que es un nudo de 66 kV, véase [79, P.O.1.5.3.1.2]. El grado de carga de las líneas está dentro de los límites en todos los casos.

10.4.4.2 Demanda punta - eólica al 0 %

Al contrario que en el caso anterior, ahora se supondrá la generación eólica nula. Por tanto, los grupos de generación de las centrales deben hacerse cargo de un mayor requerimiento.

Dado que se ha llegado al límite convencional de tensión en la C.D. Las Salinas, se hace imposible corregir más la tensión en los nudos del sur de Fuerteventura. En consecuencia, la tensión en esos nudos se degrada aún más, llegado a 0.78 pu en Matas Blancas y 0.89 pu en Gran Tarajal. Esto se debe a que mientras en el el caso anterior, los parque eólicos conectados en Matas Blancas generaban casi 20 MW, ahora todo el corredor sur debe transportar hasta Matas Blancas dicha potencia.

Además de esto, el tramo aéreo de la línea que sale desde Las Salinas hacia Gran Tarajal tiene un límite térmico convencional de 62 MVA, el flujo de potencia establecido muestra que dicha línea transporta hasta 73 MVA (61 MW y 40 MVAr). Con lo cual se demuestra una vez más la necesidad de disponer de grupos de emergencia tanto en Gran Tarajal como en Matas Blancas.

Se observa un lógico aumento de las pérdidas totales, desde los 4.8 MW (1.9 % de la generación) del caso anterior hasta los 9.6 MW (3.8 % de la generación) de este caso, como consecuencia del aumento del nivel de carga de la línea sur de Fuerteventura.

10.4.4.3 Demanda valle - eólica al 100 %

Ahora, en vez de estudiar la situación del sistema cuando la demanda es punta, lo que implica el mayor grado de carga de la red, se va a estudiar en el momento de mínima demanda. Para este caso se tiene una generación de energía eólica del 100 %, con lo cual este caso representa el caso de mínimo requerimiento para los grupos de generación convencional.

Tal es así que, al utilizar la configuración de grupos establecida en "Cobertura de la demanda", el mínimo técnico se alcanza en la C.D. Las Salinas, con lo que se debe recurrir a la interconexión para que la reserva a bajar todavía disponible en C.D. Punta Grande sea utilizada. El resultado es un intercambio de una pequeña potencia de algo más de 4 MW.

Se observa que la C.D. Punta Grande debe absorber reactiva en cierta cantidad para mantener las tensiones alrededor del 1 pu, se debe fundamentalmente a la generación de reactiva en los circuitos Mácher - Punta Grande y la interconexión con entre islas. Con ello se demuestra la necesidad de instalar reactancias en el sistema de Lanzarote, tal y como está planificado en [34].

En demanda valle no se observan los problemas de tensiones que se observaban para la demanda punta, como resulta lógico. Sin embargo, debido a la presencia de numerosos kilómetros de líneas subterráneas (cableadas) existe una generación importante de reactiva, que no sólo permite suministrar la demanda de reactiva en las subestaciones, sino que las centrales, de forma neta, deben absorber. En una situación de demanda punta, las centrales deben suministrar alrededor de 40 MVAr, mientras que en situación valle deben absorber 8 MVAr.

10.4.4.4 Demanda valle - eólica al 0 %

Ahora si en demanda valle, en vez de existir generación eólica al 100 %, ésta es nula, además de incrementarse la aportación de potencia activa por parte de las centrales, debe aumentarse las consignas de tensión. El motivo es que Matas Blancas, al ahora no haber aportación de eólica, debe cubrir su demanda mediante la línea que lo alimenta, y ésta es un largo circuito que provoca una considerable caída de tensión.

Además de esto, las pérdidas en la red aumentan desde los 0.5 MW hasta los 1.6 MW. La reactiva absorbida por las centrales ahora disminuye en una cantidad pequeña, apenas 4 MVAr, ya que hay mayor consumo de ésta en las líneas.

10.4.5 Análisis en régimen dinámico

Partiendo de los análisis en régimen estacionario realizados en el apartado anterior, se va a proceder a estudiar el comportamiento dinámico del escenario para la desconexión del mayor grupo conectado en cada situación demanda-generación.

Aunque se pueden estudiar más aspectos de la respuesta del sistema ante distintas perturbaciones (cortocircuitos, apertura de líneas y otros), se ha elegido la desconexión del mayor grupo conectado por ser, sin duda alguna, el aspecto en el que más visiblemente se puede mostrar el beneficio de la interconexión de sistemas eléctricos.

10.4.5.1 Demanda punta - eólica al 100 %

De acuerdo con la cobertura de la demanda para la demanda punta y con la eólica al 100 %, el grupo PG_D6 es el que mayor potencia neta inyecta en el subsistema de Lanzarote, aunque igual al inyectado por LS_D6 en Fuerteventura, constituyendo un 8 % de la cobertura de la demanda total cada unidad. La respuesta en frecuencia se compone de la respuesta inercial (caracterizada por la pendiente de caída de la frecuencia), la respuesta transitoria primaria (caracterizada por el tiempo que tardan los grupos en tomar carga según su regulación) y el régimen permanente final (frecuencia final). La primera y la última, vitales en el control de la frecuencia, se pueden calcular analíticamente según se mostró en la sección 2.3.3. Sin embargo, para la respuesta transitoria primaria se ha de recurrir al modelado dinámico.

El cálculo de la pendiente de caída se realiza con la ecuación 2.14, calculando previamente la constante de inercia equivalente sin el grupo que dispara ($H_{\text{sistema}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} H_i \cdot S_i^{\text{nominal}}}{S_{\text{base sistema}}}$). Para el sistema interconectado, una pérdida de 20.51 MW de potencia (PG_D6 o LS_D6) provoca una pendiente de caída de 0.35 Hz/s. El disparo de PG_D6 en el sistema de Lanzarote aislado provoca una pendiente de caída de 0.70 Hz/s. El disparo de LS_D6 en el sistema de Fuerteventura aislado provoca una pendiente de caída de 0.86 Hz/s. Queda así patente que la pérdida de una misma cantidad de potencia generada, puede recuperarse sin deslastrar carga o deslastrando una menor cantidad, ya que hay más tiempo para que los grupos con reserva primaria la aporten.

El cálculo de la frecuencia final se realiza mediante la expresión 2.19, y arroja un resultado de 49.83 Hz para el sistema interconectado, lo que coincide con lo obtenido en las simulaciones dinámicas que se verán a continuación. El cálculo directo y la simulación coinciden si se ignora el aumento o disminución de pérdidas al redistribuirse el flujo de potencias.

La respuesta transitoria depende tanto de la pendiente de caída de la frecuencia, como la rapidez con la que los grupos cambian las potencias mecánicas en sus ejes. Los grupos sin reserva a subir se verán arrastrados, mientras que aquellos que tienen todavía reserva primaria se harán cargo de la estabilización de la frecuencia mediante los lazos de control primario (reguladores de velocidad) de cada grupo.

Para corroborar estas valoraciones se procederá a la simulación completa del sistema para ambos disparos, tanto interconectado como aislado, aunque de antemano se sabe que la respuesta principal interconectada es similar.

El caso de la desconexión del grupo DIÉSEL 6 de C.D. Punta Grande se puede visualizar en la figura 10.3. En la figura superior se muestra la velocidad (eléctrica) de las máquinas al producirse la desconexión con la interconexión cerrada (activa), y con la interconexión abierta, quedando Lanzarote aislado.

Cuando se produce la desconexión de PG_D6 con el sistema interconectado, el conjunto generador de Lanzarote y Fuerteventura aporta su inercia (energía cinética almacenada), y además la reserva conjunta es la que se hace cargo de la pérdida inicial. Cuando se produce la desconexión con Lanzarote aislado, tendrán que ser los grupos conectados en la isla los que se hagan cargo de la situación, con una inercia obviamente menor.

El resultado comparativo es que mientras en la situación interconectada se recupera la frecuencia y queda en el margen de tiempo límite de frecuencia de 5 minutos, en el caso aislado debe recurrirse al deslastre de cargas para volver a situar al sistema en un estado satisfactorio.

La reserva rodante en C.D. Punta Grande se situaba en 20.6 MW, pero incluso siendo mayor que la potencia que aportaba PG_D6, al no hacerse efectiva en el tiempo necesario, la frecuencia se va degradando. Por ello, cuando llega a 49 Hz entra debe ejecutarse el deslastre de cargas, en este caso se han deslastrado 20.55 MW (15 % demanda).

El caso de la desconexión del grupo DIÉSEL 6 de C.D. Las Salinas se puede visualizar en la figura 10.4. El resultado es análogo al anterior en el caso interconectado, ya que la potencia desconectada en ambos casos es la misma.

Cuando se produce la desconexión con Fuerteventura aislada, ocurre lo mismo que anteriormente, la frecuencia cae más rápido, no permitiendo que los grupos con reserva primaria la aporten en la recuperación de la frecuencia. Además de esto, al utilizar el mismo despacho de generación que en el caso interconectado, resulta que la reserva rodante en C.D. Las Salinas queda en 15.3 MW, lo cual conlleva irremediablemente al deslastre de carga, en este caso se han deslastrado 17.1 MW (15 % demanda).

10.4.5.2 Demanda punta - eólica al 0 %

Con las lecciones aprendidas del caso anterior, queda claro que no es necesario estudiar el recorrido de la frecuencia para el disparo de los D6 de ambas centrales, ya que las respuestas son similares. Por ello, para el caso presente con demanda punta pero con nula generación eólica, se procede a realizar sólo el disparo de LS_D6.

En la figura 10.5 se muestran los resultados. Se observa que debido a que la reserva rodante ahora es menor, 29 MW frente a 36 MW del caso anterior, la frecuencia mínima transitoria no es de 49.2 Hz, sino que ahora cae por debajo de los 49 Hz. Se ha supuesto una vez más que cuando se alcanzan los 49 Hz se produce un deslastre de cargas del 15 % de la demanda de Fuerteventura.

La aportación a la cobertura de la demanda de la eólica en el caso anterior era del 10 %, mientras que ahora no aporta nada. Por ello se tuvo que conectar una turbina de gas en Fuerteventura, no sólo para que cubra la eólica que no está presente, sino para aportar reserva rodante. La inercia ahora se ve aumentada en una muy pequeña cantidad, pero a pesar de ello, la porción de la reserva rodante que se dispone en la respuesta primaria no resulta ser suficiente para mantener el mínimo de frecuencia mayor a 49 Hz.

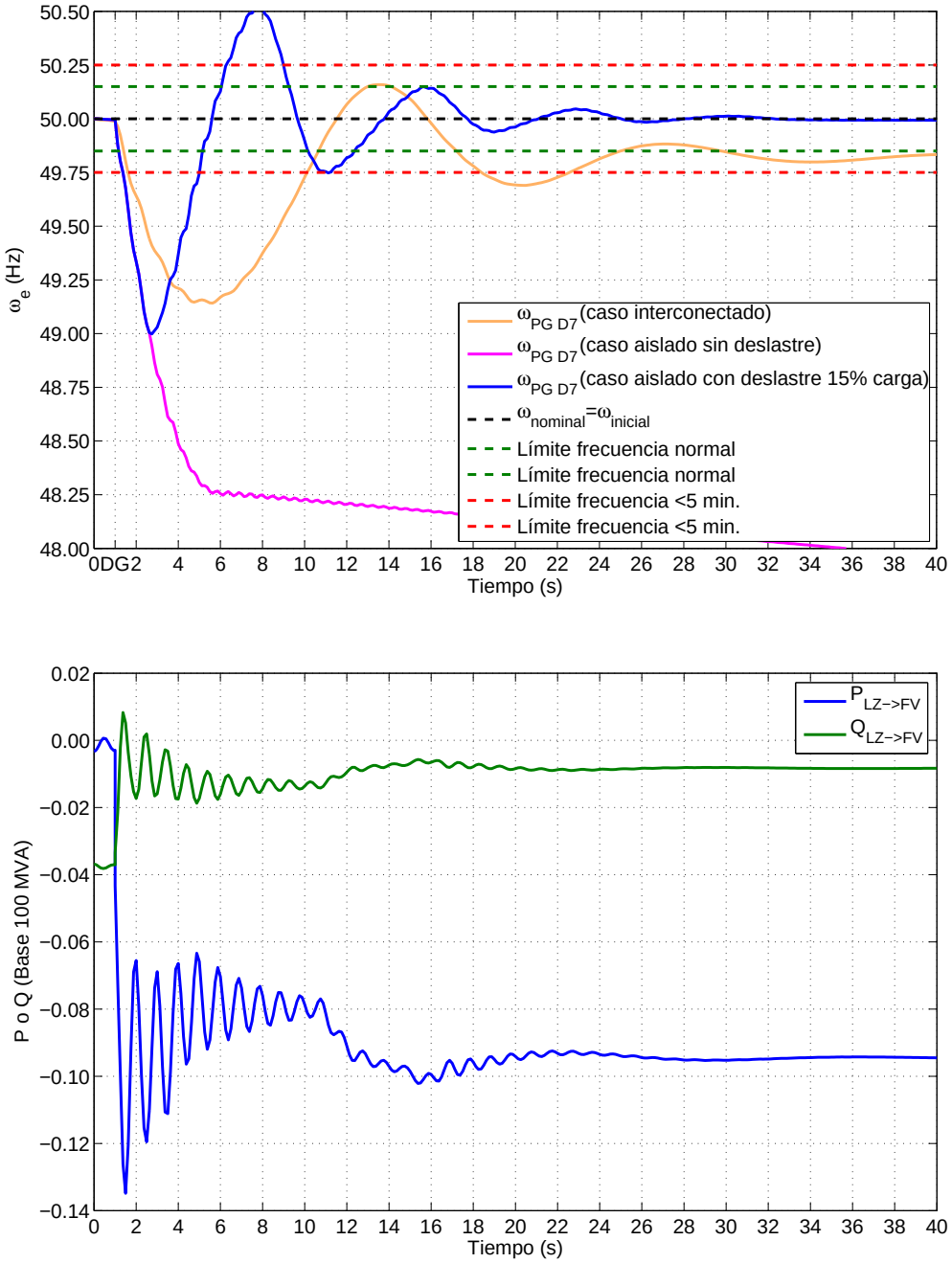


Figura 10.3: Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 100 %). Nótese que al estar todas las máquinas eléctricamente cercanas la velocidad de todas ellas es muy parecida, de hecho ni siquiera se apreciaría en las gráficas.

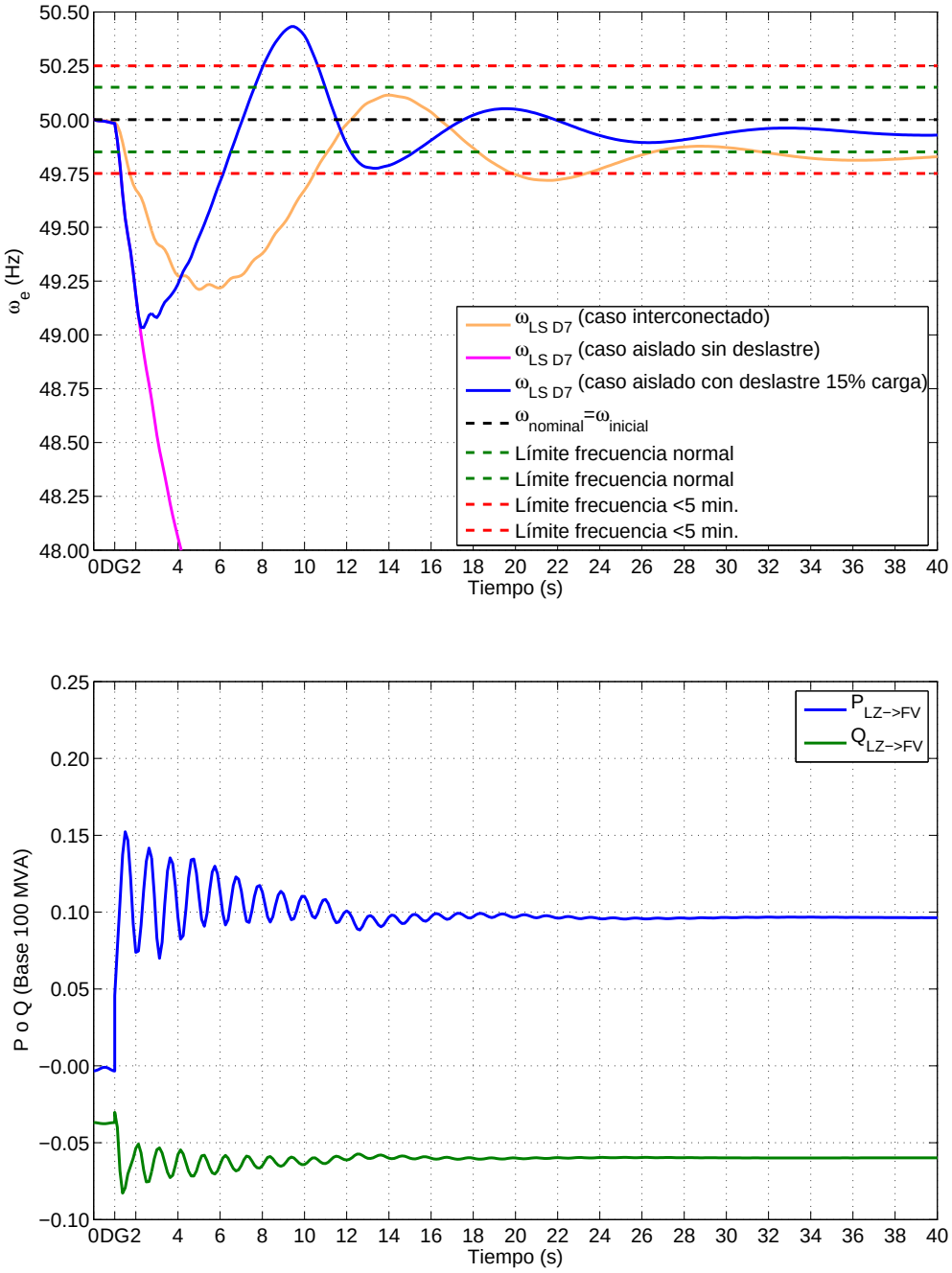


Figura 10.4: Consecuencias de la desconexión de LS_D6 sobre la velocidad de LS_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 100 %). Nótese que al estar todas las máquinas eléctricamente cercanas la velocidad de todas ellas es muy parecida, de hecho ni siquiera se apreciaría en las gráficas.

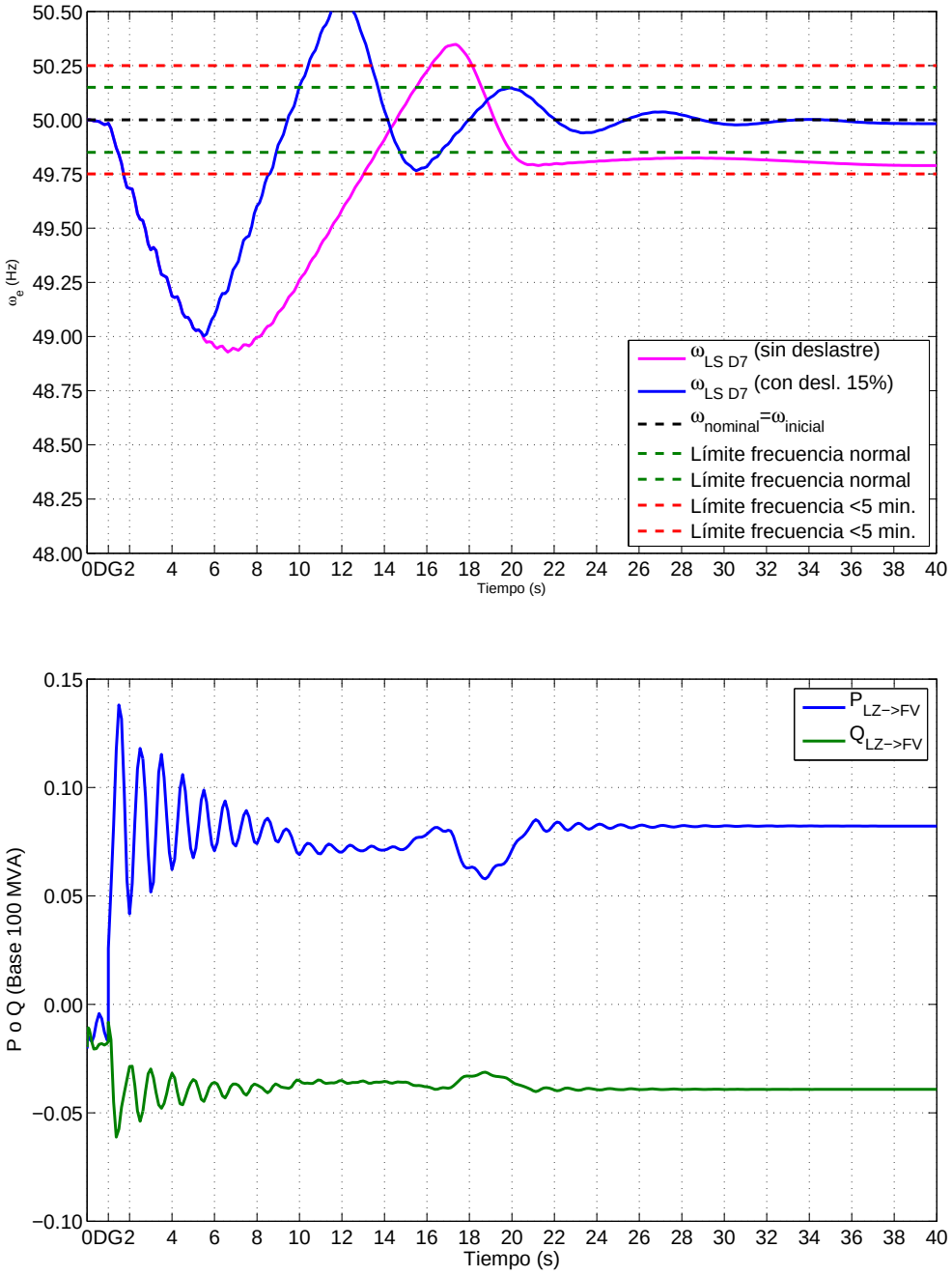


Figura 10.5: Consecuencias de la desconexión de LS_D6 sobre la velocidad de LS_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda punta - eólica al 0 %). Nótese que al estar todas las máquinas eléctricamente cercanas la velocidad de todas ellas es muy parecida, de hecho ni siquiera se apreciaría en las gráficas.

10.4.5.3 Demanda valle - eólica al 100 %

En demanda valle es el momento en el que el menor número de grupos está conectado, sólo los grupos base que no se pueden desconectar. Por ello, la reserva rodante supera por mucho la requerida. En el caso en el que la eólica esté a máximo régimen, ocurre que los grupos pueden llegar a sus mínimos técnicos, debiendo preveerse esta situación. Coincide también con el momento en el que la eólica puede tener mayor penetración instantánea, pero los grupos base tienen una importante reserva a subir.

La desconexión de la mayor unidad corresponde nuevamente con PG_D6, que cubre un 12.5 % de la demanda aproximadamente. En la figura 10.6 se muestra la velocidad (eléctrica) y el intercambio entre islas.

La respuesta inercial tiene una pendiente algo mayor (0.47 Hz/s) con respecto a la del caso punta (0.35 Hz/s). Esto se debe a una menor inercia presente en el sistema, que en situación valle es la mínima del periodo, y a que la potencia desconectada estaba aportando mayor cantidad de potencia en la cobertura.

Sin embargo, como ya se dijo, la reserva rodante presente (76 MW) es mucho mayor que la requerida (15 MW). Todo ello provoca que la frecuencia mínima del transitorio sea de tan sólo de 49.6 Hz, y la frecuencia final sea 49.85 Hz, dentro del margen normal de variación de la frecuencia.

En cuanto al intercambio entre islas, al disparar PG_D6, Lanzarote pasa de recibir 4 MW a recibir 11 MW desde Fuerteventura.

10.4.5.4 Demanda valle - eólica al 0 %

Con respecto al caso anterior, ahora la aportación eólica es nula, con lo cual son sólo los grupos térmicos los que están cubriendo la demanda. La inercia permanece inalterada, ya que la inercia de los aerogeneradores se considera escondida. La optimización de los costes realizada en el análisis estacionario indica que el mayor grupo que inyecta al sistema potencia activa es PG_D6, pero con un valor muy similar al del caso anterior.

La desconexión de PG_D6 supone la desconexión de nuevamente un 12.5 % de la cobertura de la demanda. Por tanto, todo hace indicar que la respuesta transitoria es similar, como se puede corroborar en la figura 10.7. En cuanto al intercambio entre islas, nuevamente se observa un aumento del intercambio hacia Lanzarote, desde los 0 MW hasta los 9 MW.

10.5 Escenario 2010.2

Este escenario representa el sistema eléctrico de Gran Canaria en el año 2010.

10.5.1 Seguridad del sistema

A diferencia del sistema Lanzarote-Fuerteventura 2010, sí es un sistema en gran parte mallado. La excepción la constituye la subestación de Cementos Especiales, que se queda como un nudo en antena.

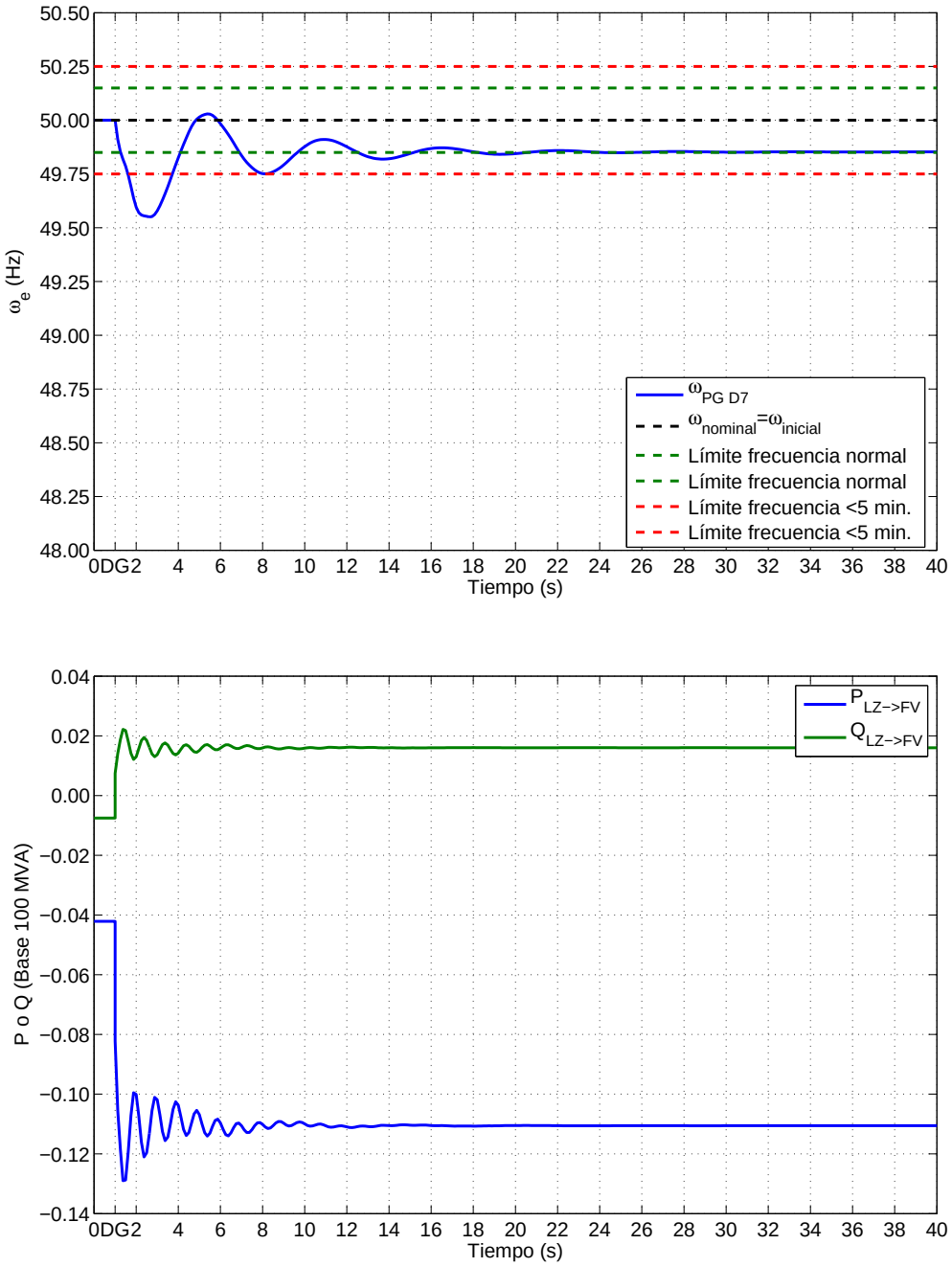


Figura 10.6: Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda valle - eólica al 100 %). Nótese que al estar todas las máquinas eléctricamente cercanas la velocidad de todas ellas es muy parecida, de hecho ni siquiera se apreciaría en las gráficas.

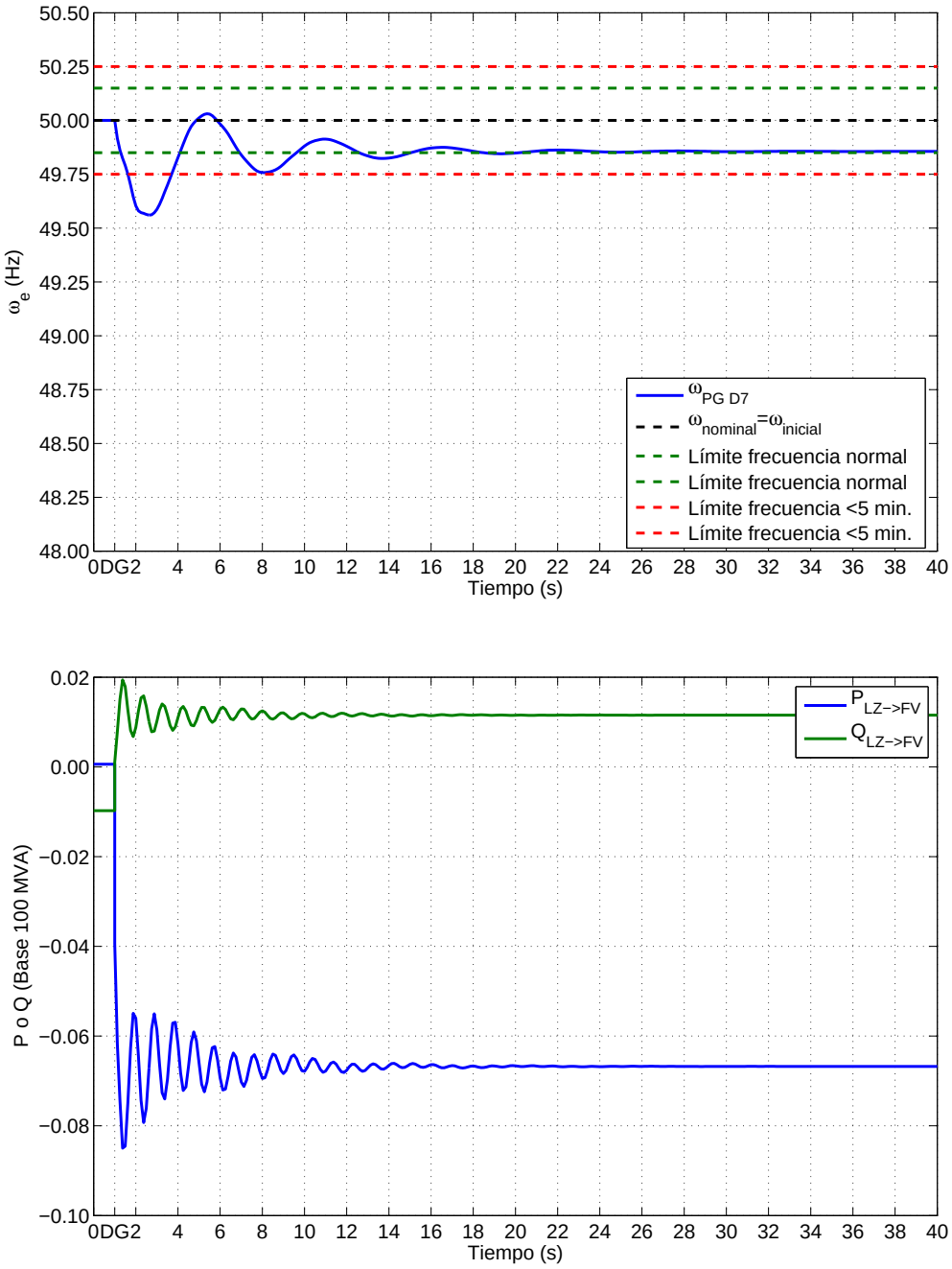


Figura 10.7: Consecuencias de la desconexión de PG_D6 sobre la velocidad de PG_D7 y sobre la potencia intercambiada entre islas (Demanda valle - eólica al 100 %). Nótese que al estar todas las máquinas eléctricamente cercanas la velocidad de todas ellas es muy parecida, de hecho ni siquiera se apreciaría en las gráficas.

Para el sistema en las condiciones de demanda punta y generación eólica 100 % que se establecen en el apartado 10.5.4, el análisis N-1 muestra que no hay sobrecargas ni tensiones fuera de margen adicionales al caso base. Nótese que en el caso base existe una sobrecarga en la línea Bco. Seco - Arucas, como se muestra en dicho apartado.

En cuanto a la desconexión de grupos, según [79, P.O.1.8.1] se establece que en la operación el deslastre de carga es práctica asumida para la caída de los mayores grupos, ya que la reserva primaria mínima es del 50 % de la mayor potencia neta inyectada. En este caso, el mayor deslastre asumible de manera normal sería de 37 MW, suponiendo se desconecte alguna de las turbinas de gas de los ciclos combinados en Bco. Tirajana cuando están al 100 % de carga o las turbinas de vapor de 80 MW brutos. Sin embargo, en la mayoría de ocasiones, excepto en demanda punta, los grupos están por debajo de su carga máxima, y la reserva primaria supera con creces el mínimo del 50 % de reserva primaria, por tanto los deslastres de carga practicados en la operación normal son menores de 37 MW.

Se ha supuesto que la turbina de vapor del ciclo combinado no ve alterada la potencia que inyecta al desconectarse una de las turbinas de gas que transfiere energía a su circuito de vapor, es decir, durante la respuesta primaria (15 segundos) hay suficiente inercia térmica en el circuito de vapor como para que la turbina de vaoir siga generando lo mismo, o muy parecido, al momento anterior a la desconexión de la turbina de gas. No ocurre así en cuanto a la reserva secundaria, ya que a los pocos minutos es de suponer que el circuito de vapor alimentará a su turbina de vapor con sólo la energía aportada por una de las turbinas de gas.

10.5.2 Reservas de potencia

Si se revisa el parque generador del escenario, tablas 7.13, 7.14 y 7.15, se observa que en la C.T. Jinámar la mayor potencia neta inyectada individual puede ser de 55.6 MW (VAPOR 4 o 5), en la C.T. Barranco de Tirajana es de 74.24 MW (VAPOR 1 o 2) y de 211.5 MW (CCGT 1 o 2).

Cuando los CCGT[3] están presentes, el disparo individual no se considera para todo el conjunto, sino que se considera que puede disparar una unidad de gas o la de vapor. En el primer caso se pierde instantáneamente el grupo de gas, y en algunos minutos la turbina de vapor reduce su potencia generada a la mitad. En el segundo caso, el ciclo combinado se convierte en dos simples turbinas de gas. Por tanto, el fallo individual más grave en un ciclo combinado será el de la pérdida de la mitad de la potencia neta inyectada. De hecho, este es el criterio marcado en los Procedimientos de Operación de REE[4], véase [79] y/o el apartado 7.6.

Observando la figura 7.25 se observa que de todo el parque generador instalado en este escenario, los grupos más económicos son los grupos diésel de 24.39 MW, luego los grupos de vapor de 80 MW, los ciclos combinados, los otros grupos de vapor por orden descendente de potencia y por último las turbinas de gas.

Así, en el despacho de generación entran siempre como grupos base los diesel de 24.39 MW, las turbinas de vapor de 80 MW, los ciclos combinados, los grupos de vapor de 60 MW, y si hace falta potencia base, están en mantenimiento alguno de los anteriores, o para mantener la seguridad ante contingencias, se utilizan los grupos de vapor de 40 MW y 33 MW.

La potencia eólica instalada en el escenario es de 77.12 MW. Según se explicó en 7.6, en este estudio la energía eólica se considerará que requiere una reserva rodante que es función de la

[3] Combined Cycle Gas Turbine
[4] Red Eléctrica de España

variabilidad máxima analizada. A través de la figura 7.18, se extrae que $k_{\text{límite 1 hora 0.1\%}} = 0{,}49$, y por tanto la reserva rodante máxima posible que se requiere debido a la eólica presente es de $77{,}12 \cdot 0{,}49 = 37{,}8$ MW. Teniendo en cuenta el tamaño de los grupos térmicos y la configuración del parque generador, se observa que este límite está muy por debajo de los requerimientos de la propia generación térmica, y por tanto, la eólica en este escenario no tiene influencia a nivel de reservas de potencia.

10.5.3 Cobertura de la demanda

Siguiendo procedimientos análogos a los ya mostrados para el escenario 2010.1, se va a realizar el estudio de la cobertura de la demanda para este escenario. La única novedad presente es la inclusión ahora de la aportación solar fotovoltaica. Para ello, se ha elaborado el perfil de generación solar teórico partiendo de las tablas de radiación horarias medias publicadas en el Código Técnico de la Edificación.

La demanda se caracteriza por una demanda media horaria máxima anual de 567 MW, demanda horaria mínima de 273 MW y punta máxima anual de 613 MW. La configuración de grupos que se supondrá se muestra en la tabla 10.3. En ella se detallan las potencias netas mínimas y máximas, así como el escalón de requerimiento ($P_{\text{requer.}} = P_{\text{demanda}} - P_{\text{no gest.}}$) más reserva rodante requerida para la entrada en funcionamiento de grupos de punta.

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	Entrada en funcionamiento
EÓLICA	0.00	77.12	No gestionable
SOLAR FOTOVOLTAICA	0.00	14.70	No gestionable
Total	0.00	91.82	
TJ VAPOR 1	28.00	74.24	Base
TJ VAPOR 2	28.00	74.24	Base
TJ CCGT 1	70.00	211.50	Base
JN VAPOR 2	14.00	37.28	Base
JN VAPOR 3	14.00	37.28	Base
JN VAPOR 4	27.00	55.56	Base
JN VAPOR 5	27.00	55.56	Base
JN DIÉSEL 4	14.00	20.51	Base
JN DIÉSEL 5	14.00	20.51	Base
Subtotal	236.00	586.68	
JN GAS 2	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 586{,}68$ MW
JN GAS 3	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 619{,}02$ MW
TJ GAS 1	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 651{,}36$ MW
TJ GAS 2	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 683{,}70$ MW
Total	260.00	716.04	

Nota: Potencias en MW. C.T. Barranco de Tirajana (TJ). C.T. Jinámar (JN).

Tabla 10.3: Configuración de grupos, escenario 2010.2

El coste medio obtenido en la simulación anual es de 132.3 €/MWh, de los cuales 120.0 €/MWh se deben a los costes variables, y el resto al coste anual de mantenimiento. Se recuerda que, para cada hora, se reparte la generación entre grupos de acuerdo a la optimización de costes variables, véase apartado 7.5.

Como ejemplo de la simulación hecha para todo un año, se van a representar gráficamente los resultados para un día del mes de agosto (día 200), ver figura 10.8. En ella se pueden observar tanto las potencias inyectadas por cada grupo (minimizando el coste total), como las reservas rodantes requeridas y las ofrecidas por los grupos. Se distingue claramente que en la punta nocturna, desde las 19 a las 21, en 2 horas se pierden alrededor de 25 MW eólicos, mientras que la demanda aumenta en 50 MW, los grupos convencionales han de tomar una carga de 75 MW en dos horas, no siendo suficiente con los grupos base, y teniéndose que conectar dos turbinas de gas, primero una a las 20 y se añade otra a las 21.

Como se observa en la tabla 10.3, pueden existir momentos en los que por mínimo técnico, deba desconectarse cierta generación eólica o algún grupo. En la hipótesis de que deba quitarse generación eólica, para la configuración dada se limitan 364 MWh (0.2 % de la eólica disponible), una cantidad despreciable frente a la variación de la producción anual.

Si a la configuración mostrada se le quita el grupo base TJ VAPOR 1, el mínimo técnico disminuye. El resultado en cuanto a la limitación es que no se debe limitar nada, pero han de utilizarse las turbinas de gas en mayor medida para las puntas, cuyo resultado en el coste medio de la generación convencional es un aumento hasta los 137.6 €/MWh, un 4 % más. Queda así patente que para la potencia actualmente instalada, es preferible el mínimo técnico establecido en la tabla 10.3.

La diferencia entre reserva presente y la requerida indica cuál es el grado de "sobrerreserva", que de forma secundaria indica en qué medida los grupos están cerca o no de los puntos de funcionamiento de coste mínimo. En la figura 10.9 se muestra la "sobrerreserva" en forma de curva monótona anual para este escenario. Se puede observar que la sobrerreserva llega hasta los 325 MW, que se alcanza en valles de demanda y alta producción eólica, en los que eventualmente podría desconectarse alguna de las unidades convencionales.

Esta sobrerreserva puede disminuirse si se disminuye la potencia base utilizada, pero a costa de utilizar en mayor medida grupos de punta (turbinas de gas), y como se vio en párrafos anteriores, para el caso de quitar de la configuración base a TJ VAPOR 1, el coste aumenta en un 4 %. En la realidad, para configurar grupos base y punta, hay que saber la disponibilidad de los grupos, y en base a ello, a las previsiones de producción eólica y de demanda, configurar un conjunto base y punta que minimice los costes totales.

10.5.4 Análisis en régimen estacionario

Los análisis en régimen estacionario que se van a realizar se corresponden con los casos extremos de demanda y generación eólica, suponiendo la solar en las puntas al 50 %. Esto es, para demanda punta: un análisis con 100 % de eólica y 50 % solar, y otro 0 % eólica y 50 % solar; y para la demanda valle: un análisis con 48 % de eólica (limitación por mínimos técnicos establecidos en la tabla 10.3) y 0 % de solar (lógico por coincidir la demanda valle con la noche), y otro con 0 % de eólica y 0 % de solar. La generación solar, cuya potencia instalada es relativamente pequeña, se tomará como una reducción de la demanda en las subestaciones en donde conecta.

En los siguientes apartados se discute la confección final de los modelos y sus resultados. Los resultados completos de los flujos de potencia están en el apéndice E.

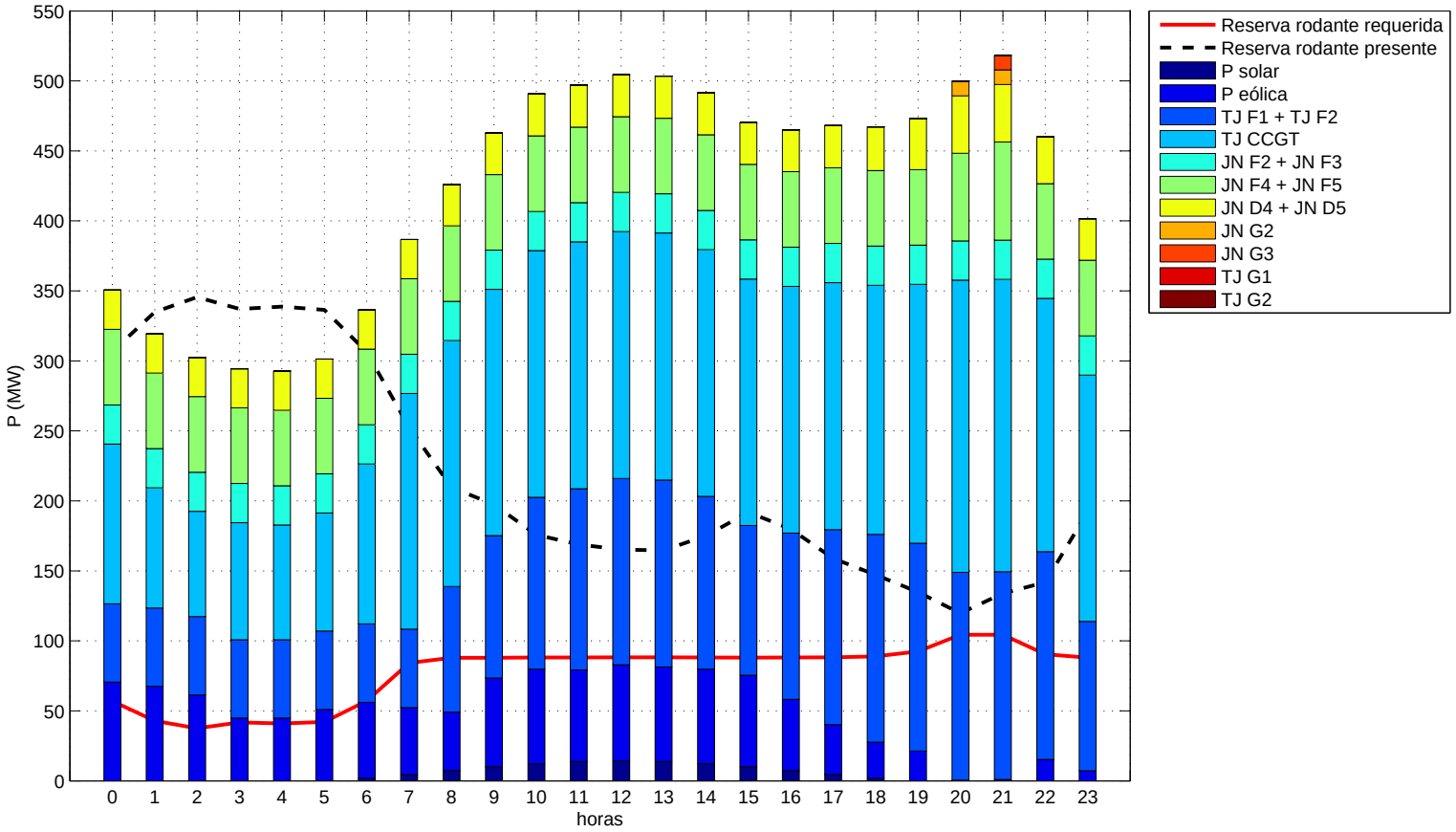


Figura 10.8: Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.2

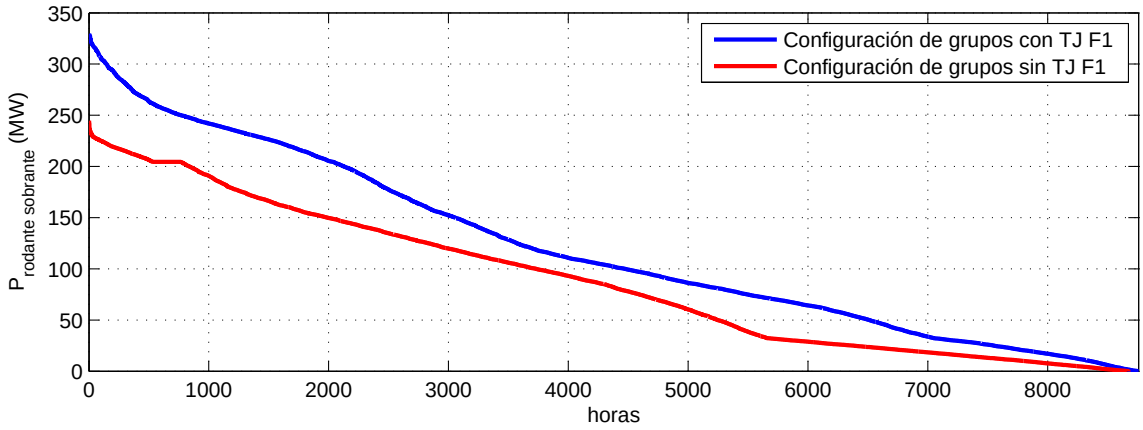


Figura 10.9: Sobrerreserva en el escenario, escenario 2010.2

10.5.4.1 Demanda punta - eólica al 100 % - solar 50 %

En este caso se tiene un total de 613 MW de demanda en subestaciones, una aportación solar de 7.35 MW, y una potencia eólica inyectada de 77.12 MW. Utilizando la configuración de grupos de la tabla 10.3, el despacho comprendería todos los grupos expuestos en dicha tabla excepto GAS 1 y GAS 2. El reparto de generación entre los grupos se ha obtenido optimizando el coste, al igual que ya se hiciera en el apartado del estudio de la cobertura de la demanda. Para mantener una tensión media de 1 pu (66 kV) en todos los nudos del sistema, manteniendo a los grupos dentro del margen de reactiva que pueden generar, se han consignado tensiones en los nudos de generación de tal forma que en barras de Jinámar 66 kV se obtenga 1.02 pu y en barras de Tirajana 220 kV se obtenga 1.03 pu.

El resultado del análisis de flujo de potencia da resultados satisfactorios en todo el sistema, con resultados dentro de límites, exceptuando en la línea 25 del modelo, que corresponde a un tramo aéreo de la línea Bco. Seco - Arucas. Esta línea, según la recopilación de datos hecha, tiene un límite térmico de 36 MVA (LARL-125), sin embargo, está sobrecargada en un 30 %. Se sabe que han existido repotenciaciones en las líneas de la zona norte, pero no se ha encontrado a través del BOC[5] si ésta en concreto está repotenciada, por lo que se optó por dejarla así.

10.5.4.2 Demanda punta - eólica al 0 % - solar 50 %

Este caso se diferencia del anterior en que la eólica ahora es nula, y por tanto los grupos térmicos cubren toda la demanda. Ahora, para mantener el nivel de reserva rodante, se hace necesario conectar las turbinas de gas GAS 1 y GAS 2 de Tirajana. Las consignas en barras de generación permanecerán similares a las utilizadas en el anterior caso, y el reparto entre los grupos generadores se realiza igual que se ha hecho en los otros casos.

Una vez hecho el análisis de flujo de potencia se puede observar que, con respecto al caso anterior, no existen diferencias mayúsculas. Se observa un incremento del flujo por la línea Bco. Seco - Arucas, con lo que el grado de sobrecarga aumenta aún más con respecto al caso anterior. Asimismo, se observa cambios de flujo de potencia algo mayores en el eje de 66 kV del sureste, pero que no comportan sobrecargas en los elementos.

[5] Boletín Oficial de Canarias

10.5.4.3 Demanda valle - eólica al 48 % - solar 0 %

Este caso corresponde con la hipotética situación en donde con demanda valle (3.00-5.00 AM) la generación eólica sea alta. Con las hipótesis del equipo generador conectado, la eólica se debe limitar a un 48 % para mantener a los grupos por encima de sus límites técnicos. La demanda mínima establecida es de 273 MW, y el 48 % de eólica se corresponde con 37 MW, es decir, la penetración instantánea es del 14 %.

La probabilidad de que se tenga esta situación es muy baja, como dato, recuérdese que al estudiar la cobertura de la demanda de este escenario, se obtuvo que la limitación eólica por mínimos técnicos en energía era de sólo 367 MWh. En dicho análisis se tiene en cuenta la producción eólica simulada con datos reales en conjunto con la demanda, y a la vista de los resultados, se comprueba la improbabilidad de este hecho. En este sentido, este análisis sitúa al sistema en otro extremo distinto que debe ser analizado.

Las consignas de tensión se han bajado 0.02 pu en todos los nudos PV y en el nudo balance. Tras hacer en análisis de flujo de potencia se pueden observar varias diferencias con respecto a los casos de demanda punta.

Por un lado, los grupos deben generar muy poca reactiva, en parte porque la carga del sistema es ahora bastante menor, pero también porque hay muchos kilómetros de cable subterráneo instalado. Esto queda patente en el balance de reactiva, los generadores generan unos 35 MVAr, mientras que se consumen 55 MVAr en cargas y otros 12 MVAr en los parques eólicos con generadores asíncronos. Por otro lado, las pérdidas de potencia se reducen hasta los 2 MW, una diferencia de 9 MW con respecto a los casos de demanda punta.

10.5.4.4 Demanda valle - eólica al 0 % - solar 0 %

También en demanda valle, pero ahora sin aportación eólica, el estado del sistema es muy similar al anterior. La ausencia de los 37 MW que generaba la eólica en el caso anterior, no supone una modificación importante de las tensiones de los nudos, incluso sin haber cambiado las consignas de tensión en los nudos generadores.

10.5.5 Análisis en régimen dinámico

Partiendo de los análisis en régimen estacionario realizados en el apartado anterior, se va a proceder a estudiar el comportamiento dinámico del escenario para la desconexión del mayor grupo conectado.

La lección aprendida en el análisis del escenario anterior fue que en valle se tiene una reserva primaria muy superior a la mínima requerida, debido a la limitada flexibilidad de los despachos de generación en estos sistemas aislados. Por tanto, la desconexión en los momentos de valle de demanda es siempre mucho menos severa para el sistema que en demanda punta, lo cual era a priori predecible, pero que se demostró en el escenario 2010.1.

Con todo, lo que se simulará será la desconexión del mayor grupo conectado en demanda punta, tanto cuando la generación eólica está al 100 % como cuando no está aportando.

10.5.5.1 Demanda punta - eólica al 100 % - solar 50 %

Si se observan los resultados del análisis en régimen estacionario, apéndice E, se tiene que el grupo que mayor potencia neta inyecta es el TJ_F2, que está aportando 74.24 MW (12 %). Su desconexión supone la contingencia más severa en cuanto al balance demanda-generación, que es supervisado mediante la frecuencia como variable de control.

En la figura 10.10 se observa el recorrido de la frecuencia como resultado de la simulación de la desconexión de TJ_F2. La respuesta inercial en esta situación, es decir, con la desconexión de un 12 % de la generación, tiene una pendiente de 0.33 Hz/s. Por un lado, se ha simulado el caso en que no se produjese el deslastre de cargas, y por otro produciéndose con una desconexión del 10 % de la demanda.

Sin producirse el deslastre, la frecuencia llegaría hasta los 48 Hz en 9 segundos, momento a partir del cual el resto de grupos, según su regulación y respuesta primaria, se hacen cargo de aumentar su potencia generada para recuperar la frecuencia. A partir de $t = 11$ s, la respuesta del conjunto de grupos permite que la frecuencia empiece recuperarse. Aunque no se muestre en la figura, la frecuencia final es de 49.6 Hz y se alcanza a los 80 segundos. La frecuencia final está fuera de los márgenes normales y para periodos inferiores a 5 minutos.

Con deslastre de cargas, se desconecta un 10 % de carga al llegar la frecuencia a los 49 Hz. Se consigue equilibrar prácticamente la generación perdida (12 %), y la frecuencia se recupera rápidamente a valores dentro de los márgenes normales.

10.5.5.2 Demanda punta - eólica al 0 % - solar 50 %

Observando los resultados del análisis en régimen estacionario, apéndice E, se tiene que el grupo que mayor potencia neta inyecta es el TJ_F2, que está aportando 74.24 MW (12 %), similar al caso anterior. La diferencia estriba en que debido a que no hay aportación eólica, están conectadas las dos turbinas de gas de Tirajana, con lo cual se mejora la respuesta inercial y primaria, ya que los aerogeneradores instalados no aportan servicios complementarios para el control de la frecuencia.

En la figura 10.11 se observa la evolución de la frecuencia como resultado de la simulación de la desconexión de TJ_F2. La respuesta inercial en esta situación, es decir, con la desconexión de un 12 % de la generación, tiene una pendiente de 0.33 Hz/s, valor similar al anterior caso. Por un lado, se ha simulado el caso en que no se produjese el deslastre de cargas, y por otro produciéndose con una desconexión del 10 % de la demanda.

Si no se produce el deslastre, la frecuencia llegaría hasta los 48.3 Hz en 7 segundos, a partir de ese momento el resto de grupos a través de su control primario recuperan la frecuencia. La frecuencia final es de 49.7 Hz y se alcanza a los 70 segundos. La respuesta es mejor que en el caso anterior, pero frecuencia final sigue estando fuera de los márgenes normales y para periodos inferiores a 5 minutos.

Con deslastre de cargas, la recuperación de la frecuencia es ligeramente mejor que en el caso anterior, alcanzándose la frecuencia final algunos segundos antes.

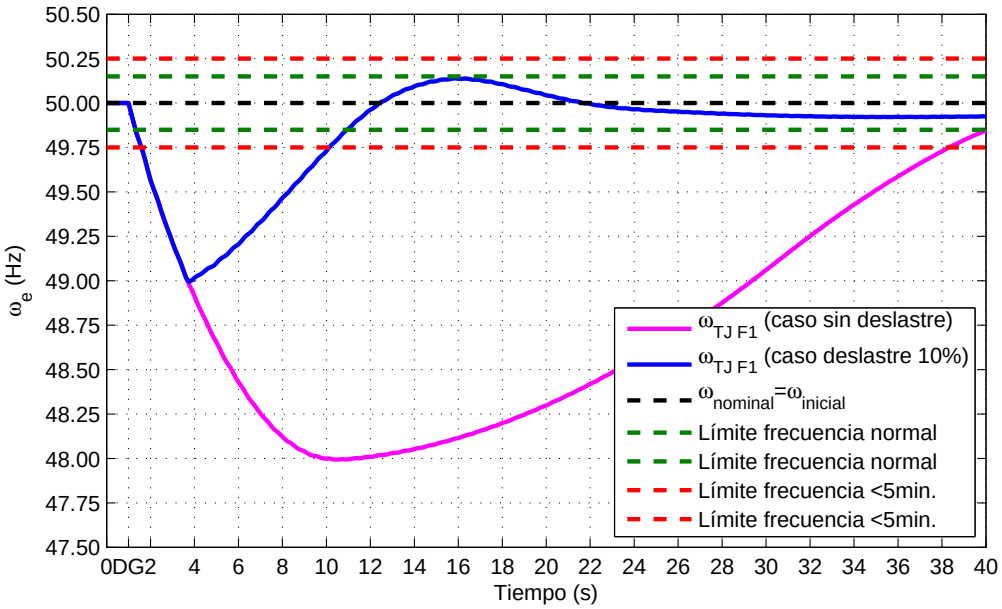


Figura 10.10: Evolución de la frecuencia tras la desconexión de TJ_F2 (Demanda punta - eólica al 100 % - solar 50 %)

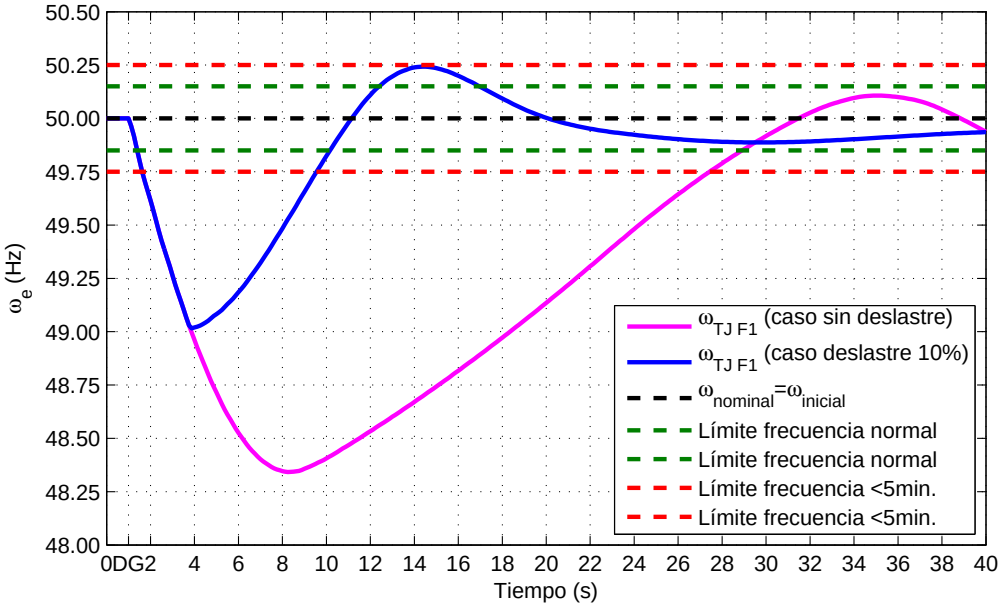


Figura 10.11: Evolución de la frecuencia tras la desconexión de TJ_F2 (Demanda punta - eólica al 0 % - solar 50 %)

10.6 Escenario 2010.3

Este escenario representa el sistema eléctrico de Tenerife en el año 2010.

10.6.1 Seguridad del sistema

Parte de los comentarios hechos para el sistema de Gran Canaria 2010 (escenario 2010.2) es aplicable a éste, ya que tiene análogo equipo generador.

La diferencia estriba en que la red en menos segura ante contingencias de líneas. En el análisis en régimen estacionario para la demanda punta se explica con más detalle las deficiencias en los ejes menos seguros. En el estado N existen tres variables de control fuera de margen:, la tensión en Icod es levemente inferior a 0.94 pu, hay una ligera sobrecarga en los circuitos Geneto - Candelaria, y hay una sobrecarga del 23 % en la línea Los Olivos - Guía de Isora.

Las contingencias N-1 en el eje Los Olivos - Cuesta de la Villa aumentan las sobrecargas y las caída de tensiones en los elementos que ya estaban fuera de rango, y además aparecen otros elementos sobrecargados. Las contingencias de cualquiera de los circuitos Geneto - Candelaria provoca una elevada sobrecarga en el que queda.

10.6.2 Reservas de potencia

Todo lo comentado para el escenario 2010.2 es válido para el escenario 2010.3, ya que tiene análogo equipo generador.

10.6.3 Cobertura de la demanda

Los límites de demanda que se tienen son: demanda media horaria máxima anual de 579 MW, demanda horaria mínima de 267 MW y punta máxima anual de 622 MW. La configuración de grupos que se supondrá se muestra en la tabla 10.4. En ella se detallan las potencias netas mínimas y máximas, así como el escalón de requerimiento ($P_{\text{requer.}} = P_{\text{demanda}} - P_{\text{no gest.}}$) más reserva rodante requerida para la entrada en funcionamiento de grupos de punta.

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	**Entrada en funcionamiento**
EÓLICA	0.00	37.18	No gestionable
SOLAR FOTOVOLTAICA	0.00	59.80	No gestionable
COTESA	8.00	38.20	No gestionable*
Total	0.00	135.18	
CD VAPOR 3	14.00	37.28	Base
CD VAPOR 4	14.00	37.28	Base
CD VAPOR 5	14.00	37.28	Base
CD VAPOR 6	14.00	37.28	Base
GR DIÉSEL 1	14.00	20.51	Base
GR DIÉSEL 2	14.00	20.51	Base
GR VAPOR 1	28.00	74.24	Base
GR VAPOR 2	28.00	74.24	Base

Tabla 10.4: Continúa

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	Entrada en funcionamiento
GR CCGT 1	70.00	211.50	Base
Subtotal	210.00	550.12	
CD GAS 1	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 550{,}12$ MW
CD GAS 2	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 582{,}46$ MW
GR GAS 1	6.00	32.34	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 614{,}80$ MW
GR GAS 2	8.00	39.20	$P_{\text{requerimiento}} + R_{\text{rodante}} > 647{,}14$ MW
Total	236.00	686.34	

*Nota: Potencias en MW. C.T. Granadilla (GR). C.T. Candelaria (CD). *Al tratarse de una turbina de gas ofrece servicios complementarios de regulación de frecuencia propios de unidades gestionables, pero como planta de cogeneración se considera que está siempre a potencia nominal y no aporta reserva efectiva.*

Tabla 10.4: Configuración de grupos, escenario 2010.3

El coste medio de la generación convencional obtenido en la simulación anual es de 129.6 €/MWh, de los cuales 118.9 €/MWh se deben a los costes variables, y el resto al coste anual de mantenimiento. Se observa un coste de generación convencional un 2 % menor con respecto a Gran Canaria. Se recuerda que, para cada hora, se reparte la generación entre grupos de acuerdo a la optimización de costes variables, véase apartado 7.5.

Como ejemplo de la simulación hecha para todo un año, se van a representar gráficamente los resultados para un día del mes de agosto (día 200), ver figura 10.12. En ella se pueden observar tanto las potencias inyectadas por cada grupo (minimizando el coste total), como las reservas rodantes requeridas y las ofrecidas por los grupos. Se observa que la gran presencia de plantas fotovoltaicas permite cubrir la punta de mediodía utilizando únicamente una de las turbinas de gas. Sin embargo, en la punta noctura, al desaparecer ésta, se hace necesario conectar hasta tres de las cuatro turbinas configuradas en la tabla 10.4.

10.6.4 Análisis en régimen estacionario

Para el análisis en régimen estacionario se estudiarán los periodos punta y valle, en donde se supondrá que en la punta la generación eólica estará al 50 % y la solar fotovoltaica al 70 %, y en valle la generación eólica estará al 50 % y la solar fotovoltaica al 0 %. En los siguientes apartados se discute la confección final de los modelos y sus resultados. Los resultados completos de los flujos de potencia están en el apéndice E.

10.6.4.1 Demanda punta - eólica al 50 % - solar 70 %

Para el caso de demanda punta, esto es, 622 MW, con la turbina de gas de COTESA a potencia nominal, y la eólica y solar produciéndo al 50 % y 70 % respectivamente, las variables de control no están dentro de margen en ciertos puntos del sistema. Las tensiones en los nudos de generación principales, Granadilla y Candelaria, se han llevado a 1.04 pu aproximadamente, valor máximo alcanzable debido a los límites de reactiva de los generadores. Aún así, hay dos nudos en los que la tensión está fuera de margen o muy cercano a esta situación, se trata de Guía de Isora e Icod de Los Vinos, con 0.9461 pu y 0.9347 pu, respectivamente. Así se justifica la presencia de las turbinas de gas en Guía de Isora, como medio de control de la tensión y como reductor de los flujos de potencia a través de las líneas en la zona.

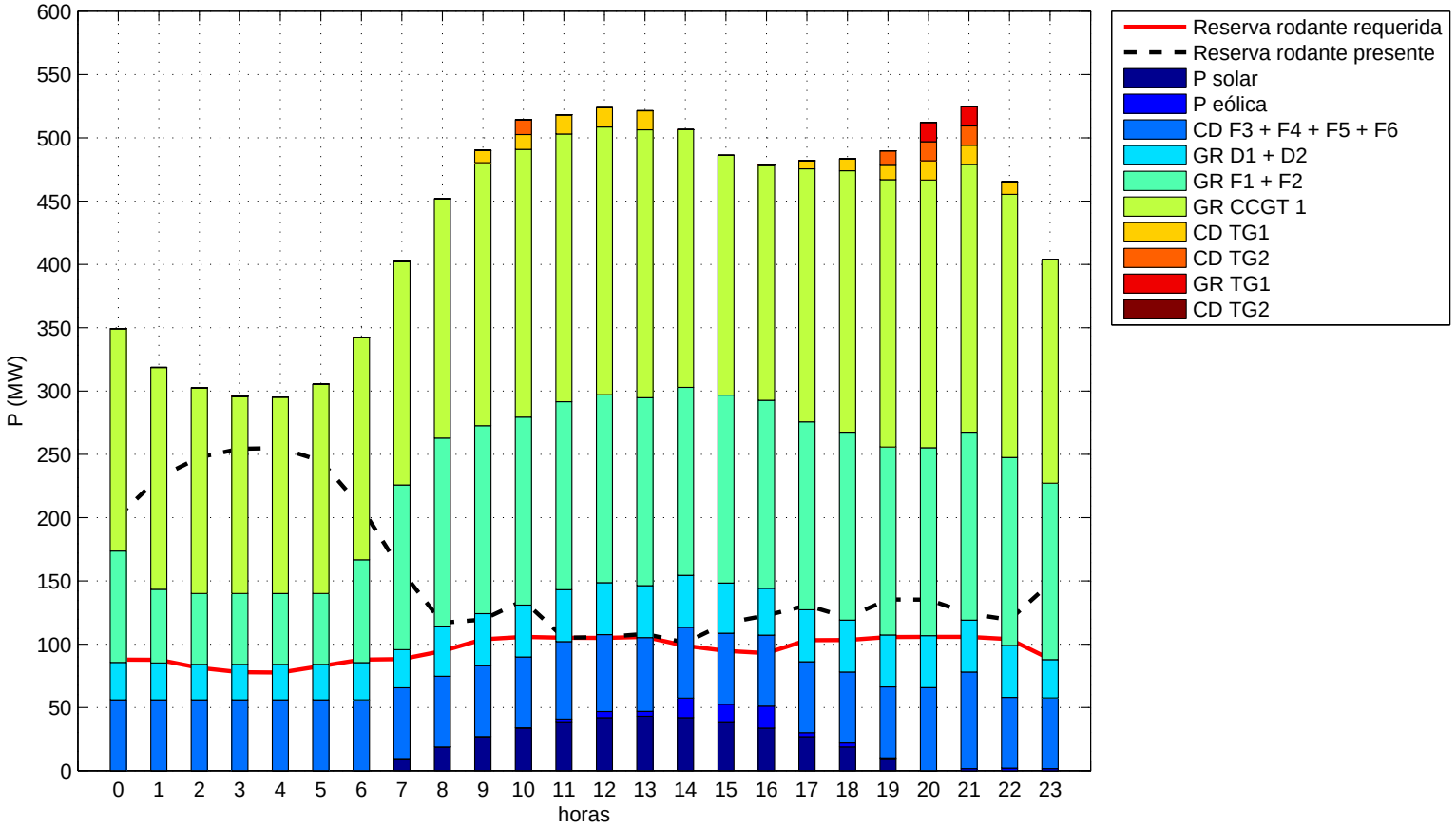


Figura 10.12: Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.3

Además, existe sobrecarga en tres circuitos. Por un lado, se tiene sobrecarga del 23 % en el circuito Los Olivos - Guía de Isora, cuya capacidad térmica establecida es de 36 MVA, aunque es posible que haya sido repotenciado con conductores LARL-280 de 62 MVA, de lo cual no se tiene constancia. Por otro lado, aparece una ligera sobrecarga en los dos circuitos que conectan Candelaria y Geneto.

La apertura de uno de los circuitos Candelaria - Geneto provoca una sobrecarga en el que queda conectado del 40 %, con lo cual este eje no cumple la situación N-1. La apertura de cualquier circuito en el eje Los Olivos - Cuesta de la Villa provoca que aún más variables queden fuera de margen:

- **Apertura circuito Los Olivos - Guía de Isora.** Tensiones absolutamente inadmisibles, en Icod (0.69 pu) y en Guía de Isora (0.78 pu). Aumento de la sobrecarga en los circuitos Candelaria - Geneto hasta un 8 %, el máximo según [79] es de un 15 % durante menos de 20 minutos y en adelante un 0 %. Se sobrecarga el circuito Icod de Los Vinos - Cuesta de la Villa en un 100 %, aunque al igual que antes se dijo, puede ser que este circuito se haya repotenciado, pero no se tiene constancia. Se sobrecargan los dos circuitos Cuesta de la Villa - Candelaria en un 20 %.
- **Apertura circuito Guía de Isora - Icod.** La tensión en Guía de Isora retorna a valores dentro de margen, 0.953 pu, pero en Icod la tensión se reduce aún más hasta los 0.917 pu. No aparecen nuevas sobrecargas con respecto la situación N, y se reducen ligeramente las que existían.
- **Apertura circuito Icod - Cuesta de la Villa.** Las tensiones son absolutamente inadmisibles, en Icod (0.82 pu) y en Guía de Isora (0.89 pu). No aparecen nuevas sobrecargas con respecto la situación N, se reduce ligeramente la sobrecarga de los circuitos Geneto - Candelaria, y se sobrecarga sobremanera el circuito Guía de Isora - Los Olivos, un 78 %.

10.6.4.2 Demanda valle - eólica al 50 % - solar 0 %

Para la situación de demanda valle, 267 MW, con una aportación eólica del 50 %, y lógicamente un 0 % de generación solar, no se tienen violaciones de los márgenes normales de variación de las variables de control. En ambas centrales se ha consignado una tensión de 1.03 pu en las barras de 220 kV, repartiendo la generación/absorción de reactiva entre los grupos conectados en cada central.

A diferencia que en el caso de demanda punta, el balance de reactiva es negativo, es decir, hay más carga reactiva que reactiva generada por los grupos. Además, las pérdidas pasan de 16.6 MW a 2.6 MW, en términos relativos, 2.6 % y 1 % respectivamente, lo cual es una reducción a menos de la mitad.

10.6.5 Análisis en régimen dinámico

Partiendo de los análisis en régimen estacionario realizados en el apartado anterior, se va a proceder a estudiar el comportamiento dinámico del escenario para la desconexión del mayor grupo conectado. Como conclusión de los escenarios anteriores, se vio que el caso más relevante sucede en la punta de demanda, como resulta por otro lado lógico, y va a ser el único caso que se considere aquí.

10.6.5.1 Demanda punta - eólica al 50 % - solar 70 %

En el estado de demanda punta, con la generación eólica al 50 % y la generación solar al 70 %, con la configuración del equipo térmico mostrada en la tabla 10.4 y optimizando costes, el grupo conectado que inyecta la mayor potencia neta es GR_F2 (74.24 MW). Véase los resultados del análisis en régimen estacionario para el escenario 2010.3 y en estas condiciones de demanda - generación en el apéndice E.

En este caso, con esta magnitud de generación renovable aportando a la cobertura de la demanda, el margen de reservas y la inercia rotatoria del sistema es la menor posible, ya que la renovable desplaza a la térmica y no aporta ni reservas ni inercia. Al desconectarse el grupo GR_F2 se produce la contingencia de mayor desequilibrio de potencias activas posible, siendo la derivada negativa de la frecuencia de 0.35 Hz/s. Como se ve en la figura 10.13, la subfrecuencia llegaría hasta los 48.7 Hz, pero antes el sistema de protecciones debe desconectar cierta carga cuando se llegue a los 49 Hz. La carga deslastrada depende del plan de deslastres de carga específico del sistema, en este caso se ha supuesto un 10 % (62 MW).

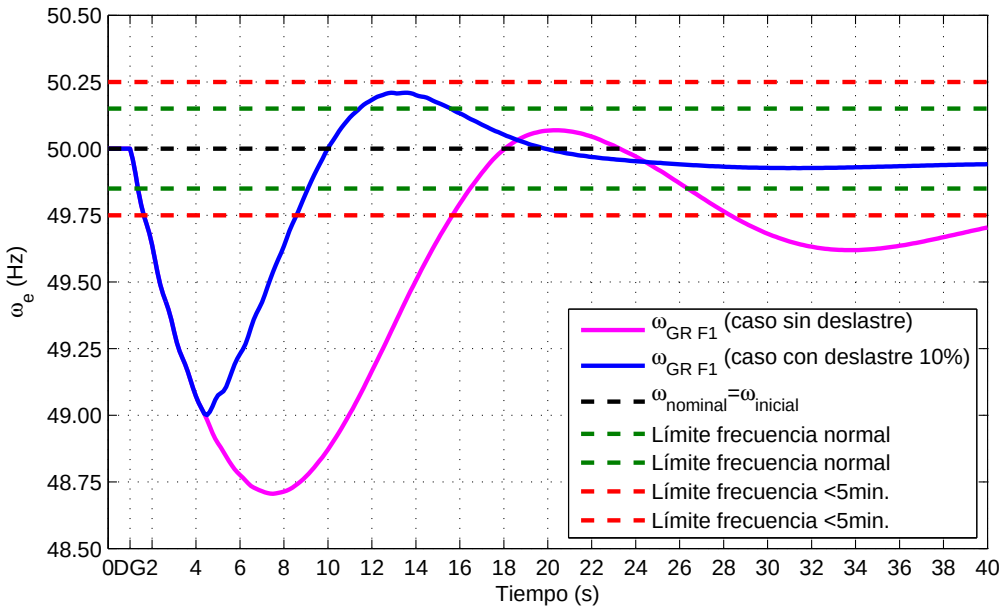


Figura 10.13: Evolución de la frecuencia tras la desconexión de GR_F2 (Demanda punta - eólica al 50 % - solar 70 %)

De producirse el deslastre de cargas, la subfrecuencia apenas desciende de los 49 Hz, y a medida que el resto de grupos con reserva primaria va tomando el control de la situación, la frecuencia se recupera hasta alcanzar valor estacionario dentro de los márgenes de frecuencia aceptables. Aunque en la figura se ha limitado el eje de abscisas a 40 segundos, la frecuencia final se alcanza a los 50 segundos y es aproximadamente de 49.94 Hz, lo cual está dentro del margen aceptable (49.85-50.15 Hz).

10.7 Escenario 2010.4

Este escenario representa el sistema eléctrico de La Gomera en el año 2010.

10.7.1 Seguridad del sistema

La red de distribución en media tensión se extiende por las principales poblaciones a través de una topología en anillo. De dicho anillo se derivan ramificaciones hasta centros de reparto y centros de transformación. La red tiene un único nudo de generación en la C.D. El Palmar, lo que la diferencia de los escenarios anteriores. Ello implica que el suministro de toda la isla depende de una única planta, y por lo tanto, cualquier evento destructivo en ella puede acarrear graves pérdidas de mercado. En la tabla 7.28 se muestra el parque generador para este caso, en ella se señala la existencia de dos grupos móviles, que permiten, hasta cierto punto, respaldar la debilidad del mallado y la concentración de la generación.

A pesar de dichas debilidades, la constitución del sistema está justificada desde un punto de vista económico y en correspondencia con el tamaño de la isla. Como se pudo ver en la tabla 7.2, el índice de cobertura planificado es de 1.80, esto significa que la generación térmica a instalar debe ser 1.80 veces la potencia punta, lo cual es, de largo, muy superior a los índices de las otras islas (1.50 en Gran Canaria y Tenerife, y 1.65 en Lanzarote y Fuerteventura). Con lo cual, ya no sólo es que el coste variable de los pequeños grupos sea elevado (véase figura 7.25), sino que la potencia térmica instalada debe estar bastante sobredimensionada.

En lo que respecta a la desconexión de grupos, en [79, P.O.1.8.1] se establece que en la operación el deslastre de carga es práctica asumida para la caída de los mayores grupos, ya que la reserva primaria mínima es del 50 % de la mayor potencia neta inyectada. En este caso, el mayor deslastre asumible de manera normal sería de 1.6 MW, suponiendo conectado y a máxima potencia alguno de los grupos de 3.20 MW netos. Debido a la tecnología de los grupos, todos son grupos diésel de 4 tiempos de menos de 5 MW, la respuesta primaria es rápida, y la mayoría de la reserva rodante se puede considerar disponible como reserva primaria.

10.7.2 Reservas de potencia

Según [79, P.O.1.8.2], debe garantizarse una reserva secundaria del 100 % de la mayor potencia neta inyectada por cualquier grupo. Como se explicó en el apartado 7.6, la reserva secundaria es aquella disponible en 15 minutos, y como ya se indicó antes, es razonable suponer que los pequeños grupos diésel utilizados en este escenario ofrecen toda su reserva rodante como primaria y secundaria. Tras la desconexión de algún grupo, el control primario de cada uno de los otros grupos estabiliza la frecuencia según su regulación y su tiempo de respuesta para aumentar la potencia generada en el eje. A continuación, el operador, o si lo hubiere, el control secundario automático, lleva la frecuencia al valor nominal cambiando las consignas de generación en cada grupo.

Para mantener las reservas requeridas bastaría con que la reserva rodante sea igual o superior a la mayor potencia inyectada de entre los grupos programados. En el peor de los casos la reserva rodante requerida sería de 3.20 MW. En el caso de que estos grupos diésel de pequeño tamaño tuvieran tiempos de arranque en frío o en caliente inferiores a 15 minutos, lo cual se desconoce, podría operarse con una reserva rodante inferior. Esto último depende no sólo de la posibilidad de arranque en los tiempos establecidos, sino de la frecuencia con la que se da la desconexión de los distintos grupos. Si así se operase, el posible incremento de los índices TIEPI y NIEPI no deberían conllevar a la superación de los límites establecidos en [76, Artículo 104].

A pesar de las anotaciones hechas en el párrafo anterior, el criterio que se va a seguir para

este escenario es el mantenimiento de una reserva rodante de al menos el 100 % de la mayor potencia neta inyectada por cualquier grupo.

10.7.3 Cobertura de la demanda

Los límites de demanda que se tienen son: demanda media horaria máxima anual de 11 MW, demanda horaria mínima de 5.9 MW y punta máxima anual de 16 MW. La configuración de grupos que se supondrá se muestra en la tabla 10.5. En ellas se detallan las potencias netas mínimas y máximas, así como la demanda que conlleva el arranque de grupos de punta. Obsérvese que se ha ignorado la presencia del único aerogenerador presente en el sistema eléctrico, ya que por su potencia, 300 kW, tiene un impacto despreciable sobre el análisis hecho aquí.

Grupo	$P_{\text{neta mín}}$	$P_{\text{neta máx}}$	**Entrada en funcionamiento**
DIÉSEL 18	1.24	3.10	Base
DIÉSEL 19	1.24	3.10	Base
DIÉSEL 20	1.28	3.20	Base
Subtotal	3.76	9.40	
DIÉSEL 16	1.00	2.51	$P_{\text{demanda}} + R_{\text{rodante}} > 9{,}40$ MW
DIÉSEL 14	0.74	1.84	$P_{\text{demanda}} + R_{\text{rodante}} > 11{,}91$ MW
DIÉSEL 15	0.74	1.84	$P_{\text{demanda}} + R_{\text{rodante}} > 13{,}75$ MW
DIÉSEL 12	0.56	1.40	$P_{\text{demanda}} + R_{\text{rodante}} > 15{,}59$ MW
DIÉSEL 13	0.56	1.40	$P_{\text{demanda}} + R_{\text{rodante}} > 16{,}99$ MW
Total	7.36	18.39	

Nota: Potencias en MW.

Tabla 10.5: Configuración de grupos, escenario 2010.4

El coste medio de la generación convencional obtenido en la simulación anual es de 208.9 €/MWh, de los cuales 160.3 €/MWh se deben a los costes variables, y el resto al coste anual de mantenimiento. Se observa un coste de generación convencional un 58 % mayor con respecto a Gran Canaria y Tenerife y un 50 % mayor con respecto a Lanzarote-Fuerteventura. Se recuerda que, para cada hora, se reparte la generación entre grupos de acuerdo a la optimización de costes variables, véase apartado 7.5.

Como ejemplo de la simulación hecha para todo un año, se van a representar gráficamente los resultados para un día del mes de agosto (día 200), ver figura 10.14. En ella se pueden observar tanto las potencias inyectadas por cada grupo (minimizando el coste total), como las reservas rodantes requeridas y las ofrecidas por los grupos. Se puede observar cómo la reserva rodante requerida está entre 2.4 y 3.0 MW para la configuración de grupo establecida, mientras que la que los grupos ofrecen va desde los 3.0 MW hasta los 5.0 MW. Los valores de reserva puede disminuirse si en la configuración de grupos se utilizan grupos de base de potencia inferior, necesitándose un mayor número de unidades conectadas, lo cual incrementa la seguridad, pero supone también unos mayores costes variables. Por tanto, la elección de la configuración de grupos supone una relación de compromiso entre costes económicos y seguridad.

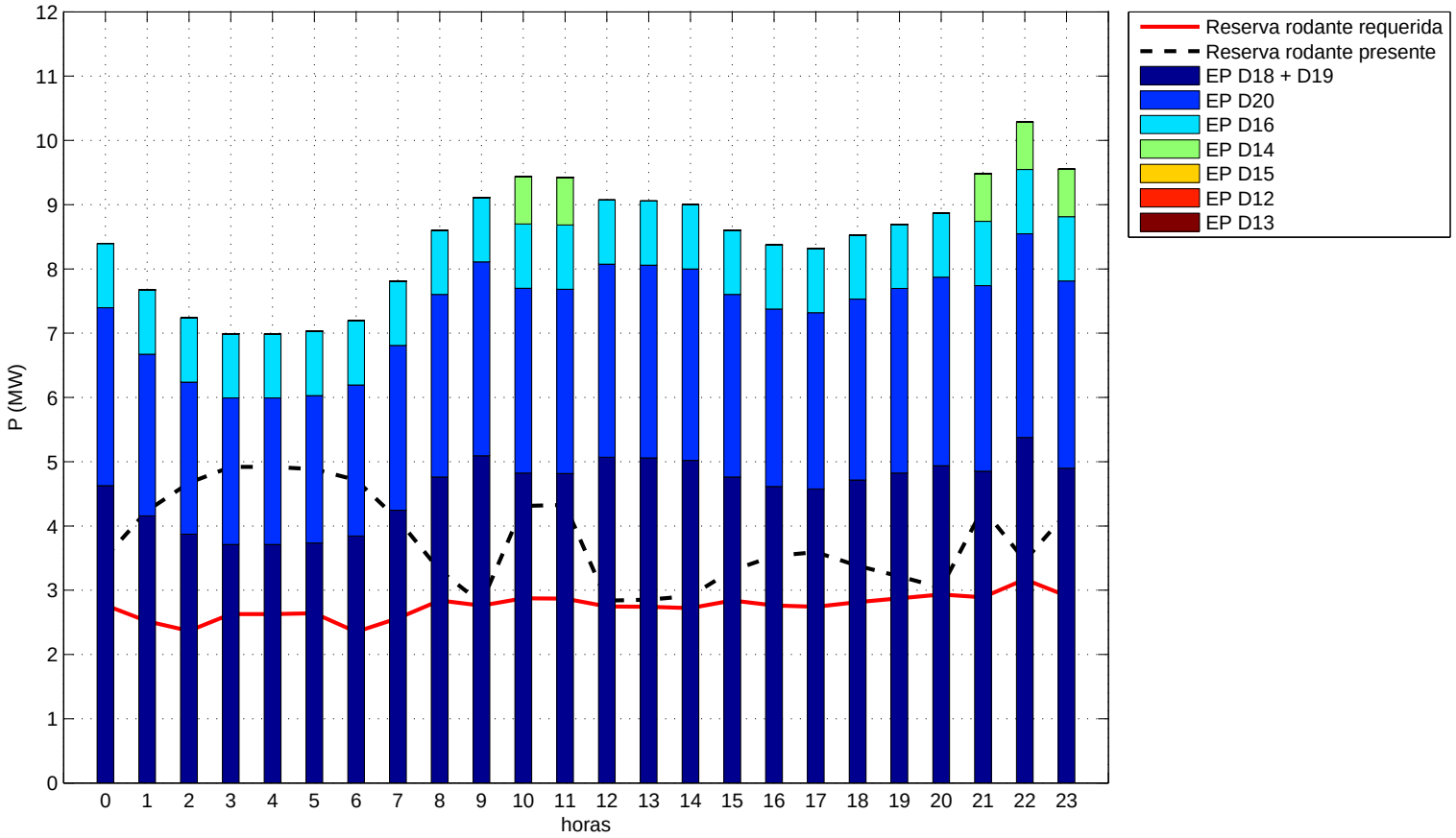


Figura 10.14: Cobertura de la demanda y reservas, escenario 2010.4

10.7.4 Análisis en régimen estacionario

Al haberse reducido el sistema eléctrico al nudo de generación único, no se van a estudiar los flujos de potencia por las líneas de distribución, pero sí se van a establecer las condiciones iniciales para el análisis en régimen dinámico. Como ya se viera en los escenarios anteriores, el caso más desfavorable en cuanto a un desequilibrio de potencias se da en la punta de demanda.

La punta de demanda considerada es 11 MW, y el despacho es el obtenido mediante la optimización de costes variables utilizando la configuración de grupos mostrada en la tabla 10.5. Con todo ello, el resultado en régimen estacionario por nudos es el siguiente:

La Gomera 2010 - Demanda punta

Bus	V [kV]	phase [rad]	P gen [MW]	Q gen [MVar]	P load [MW]	Q load [MVar]
EL_PALMAR	20.013	-0.03756	0	0	11	2.233
EP_D14	0.404	-0.00849	1.12	0.30011	0	0
EP_D15	0.404	-0.00849	1.12	0.30011	0	0
EP_D16	6.363	-0.01842	1	0.39801	0	0
EP_D18	6.363	-0.00582	2.45	0.54212	0	0
EP_D19	6.363	-0.00582	2.45	0.54212	0	0
EP_D20	6.363	0	2.8894	0.5208	0	0

Nótese que el nudo denominado EL_PALMAR es el nudo de 20 kV en donde se concentra toda la demanda.

10.7.5 Análisis en régimen dinámico

El análisis en régimen dinámico para este escenario se reduce a simular la desconexión del grupo que mayor potencia genera. Partiendo de los resultados para el régimen estacionario en demanda punta, al producirse la desconexión del grupo EP_20, la frecuencia evoluciona como se muestra en la figura 10.15.

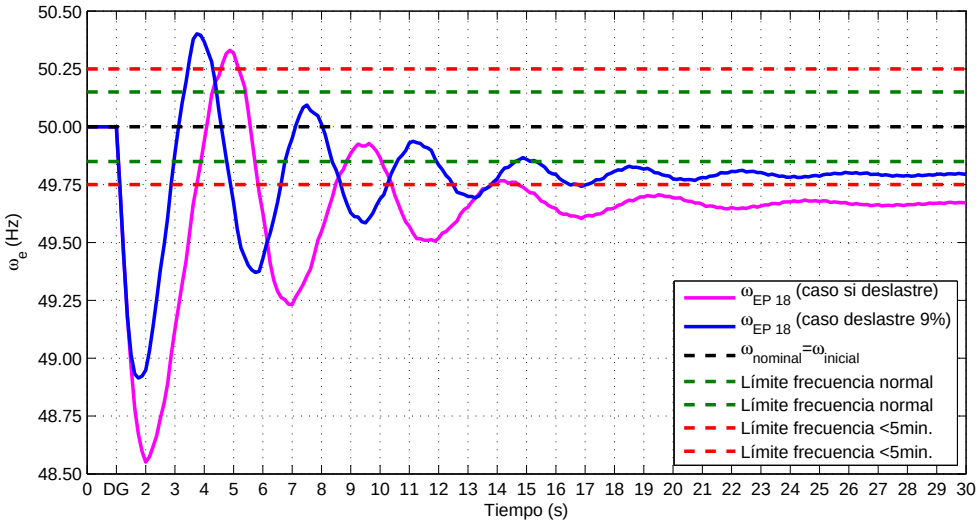


Figura 10.15: Evolución de la frecuencia tras la desconexión de EP_D20 (Demanda punta)

Se ha simulado la desconexión del grupo con y sin deslastre. La pendiente de caída de la

frecuencia, la denominada respuesta inercial, alcanza los 2 Hz/s, lo que comparado con los 0.35 Hz/s que se alcanzaba en los escenarios anteriores, da idea de la debilidad inercial del mismo. Sin deslastre de carga, la frecuencia cae por debajo de 49 Hz hasta una subfrecuencia de 48.55 Hz, y se recupera hasta un valor en régimen estacionario de 49.65 Hz, valor fuera del margen máximo de 49.75 Hz, por tanto se hace obligatorio Suponiendo un deslastre de 1 MW (9 % de la carga) a los 100 ms de permanecer por debajo de los 49 Hz, la frecuencia se recupera hasta un valor en régimen estacionario de 49.80 Hz.

En ambos casos el operador, o el control secundario si lo hubiera, deberá llevar la frecuencia dentro del margen 49.85-50.15 Hz en menos de 5 minutos para cumplir con los procedimientos de operación.

10.8 Escenario 2016.1

Este escenario se refiere al conjunto interconectado (Lanzarote - Fuerteventura) - Gran Canaria en 2016.

10.8.1 2016.1.A

Este subescenario se refiere al sistema Lanzarote - Fuerteventura, sin considerar las propuestas de interconexión con Gran Canaria. En el horizonte 2016 está planificado y aprobado un segundo circuito de interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura. Como se pudo comprobar en el escenario 2010.1, apartado 10.4 correspondiente al sistema Lanzarote - Fuerteventura 2010, este segundo circuito permitirá explotar al conjunto interconectado con una reserva rodante unificada. La respuesta inercial del sistema permanecerá aproximadamente igual al escenario actual, con lo que no hay aportación de la interconexión en este sentido.

El potencial ahorro que se calculó para los grupos térmicos fue de 8.7 M€/año, suponiendo un requerimiento anual de 1455 GWh. Dado que el coste por kilómetro aproximado de cable tripolar para potencias de algunas centenas de MW es de 1 M€, el coste de la interconexión es de aproximadamente 15 M€. El retorno de la inversión llegaría en algo menos de 2 años, por lo que, sin duda, este proyecto es crucial en términos económicos.

10.8.2 2016.1.B

Este subescenario corresponde al conjunto interconectado considerando las propuestas de interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria.

10.8.2.1 FVGC1 y FVGC2

Las propuestas FVGC1 y FVGC2 corresponden a la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria en corriente alterna. Los puntos de interconexión que se establecieron fueron Jandía 132 kV (Fuerteventura) y Jinámar 220 kV (Gran Canaria). Para ello, se prediseñaron los cables unipolares 132 kV, con sección de 400 mm^2 y aislamiento XLPE, véase apartado 9.3.1. Se debe disponer además de un transformador 220/132 kV en Bco. Tirajana, además de las reactancias necesarias que se vieron en 9.3.1.

Estas dos propuestas se planteaban como dos fases:

- Fase 1. En la primera fase se instalarían 4 cables, en donde 3 estarían en servicio y 1 de reserva. Esta primera fase permite agregar la inercia de ambos sistemas, permitiendo mejorar de una manera importante la respuesta inercial y la respuesta primaria. Ello hace que la pendiente de caída de la frecuencia sea menor tras la desconexión de un grupo, dando más tiempo a que los grupos térmicos tomen carga. Por esta razón, la subfrecuencia que se alcanza es menor.

  La reserva rodante en el conjunto interconectado tendría que ser igual o mayor a la que el mayor grupo inyecta. En este caso, en Gran Canaria es en donde se sitúan grupo considerablemente mayores a los del sistema Lanzarote - Fuerteventura. Por tanto, en el sistema Lanzarote - Fuerteventura la reserva rodante puede reducirse prácticamente a cero.

  En caso de que haya una desconexión de un grupo en Gran Canaria, el sistema de Lanzarote - Fuerteventura no aporta potencia recuperar la frecuencia, pero sí aporta su inercia para hacer que la pendiente de caída de ésta sea menor. En caso de desconexión en el sistema Lanzarote - Fuerteventura, el sistema de Gran Canaria aportaría su reserva para cubrir dicha pérdida de potencia.

- Fase 2. La segunda fase consiste en instalar otro circuito, compuesto como mínimo por otros 3 cables más, y opcionalmente instalando otro cable de reserva. Al instalar este otro circuito, el transporte de potencia entre sistemas de manera continuada es posible. El límite teórico de intercambio serían 100 MW, es decir, 50 MW por circuito. Ante el disparo de uno de ellos, el otro tiene capacidad de transporte suficiente como para tranportar el total. En la práctica este límite es menor por motivos de caída de tensión o posible inestabilidad.

Teniendo en cuenta que el coste por kilómetro de cable unipolar de estas características es de 0.5 M€/km y de instalarlo 0.1 M€/km, ver apartado 2.3.4, el coste aproximado de cada fase sería:

- Fase 1. La longitud del trazado es 105 kilómetros, y se deben instalar 4 cables. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 250 M€.
- Fase 2. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 190 M€.

Las pérdidas en cada circuito, tal y como se vio en el capítulo anterior, serían las que se representan en la figura 10.16. Para la interconexión con doble circuito la curva sería similar, sólo que en las potencias la escala va desde 0 hasta 200.

10.8.2.2 FVGC3

La propuesta FVGC3 corresponde a establecer un sistema HVDC-LCC monopolar de 40 MW y a 80 kV. Los puntos de interconexión son los establecidos en el capítulo 9, entre Jinámar y Jandía (105 kilómetros). El cable a utilizar en este caso es el mostrado en el apartado 9.3.5, de tensión nominal 80 kV, 400 mm^2 y aislamiento XLPE.

Esta propuesta ofrece prestaciones parecidas a FVGC1. Por un lado, permite utilizar las reservas de manera conjunta, permitiendo ahorrar en costes de reserva en el sistema Lanzarote - Fuerteventura. Por otro lado, sin en él se implementa un sistema de control que simule las

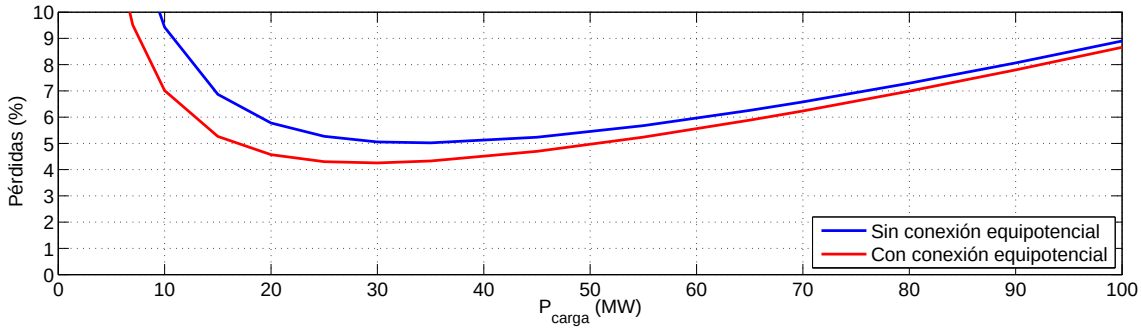


Figura 10.16: Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga

características frecuencia-potencia de un generador, se hace posible que aporte a la reserva primaria y secundaria.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.30 M€/km, con lo cual el coste total es de 32 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.08 M€, ver apartado 2.5.6, con lo cual, el coste de éstas sería 6.4 M€. Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 40 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (0.8 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.17.

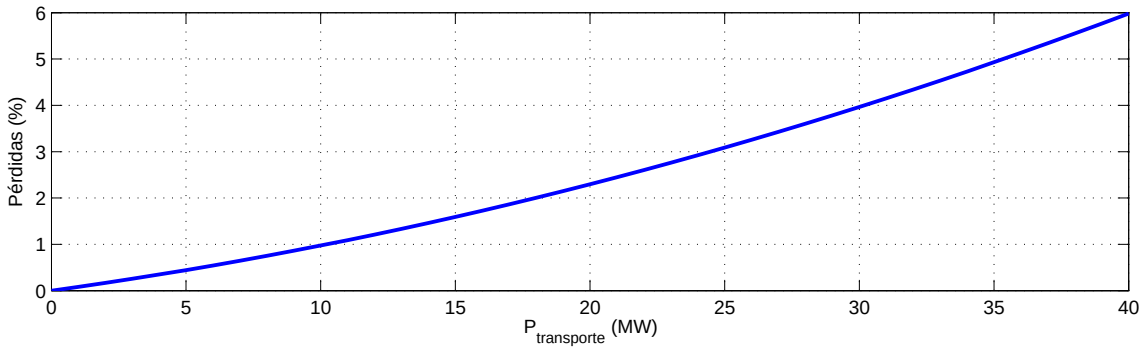


Figura 10.17: Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada

10.8.2.3 FVGC4

La propuesta FVGC3 corresponde a establecer un sistema HVDC-VSC de 40 MW y a ±80 kV. Este caso es exactamente similar al anterior, exceptuando que el sistema VSC es además capaz de simular el comportamiento inercial, y por tanto aporta respuesta inercial a los sistemas.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.30 M€/km, con lo cual el coste total de los dos cables es de 64 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.11 M€, ver apartado 2.6.6, con lo cual, el coste de éstas sería 8.8 M€. Con todo, el coste total aproximado de la propuesta sería 73 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (1.6 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.18.

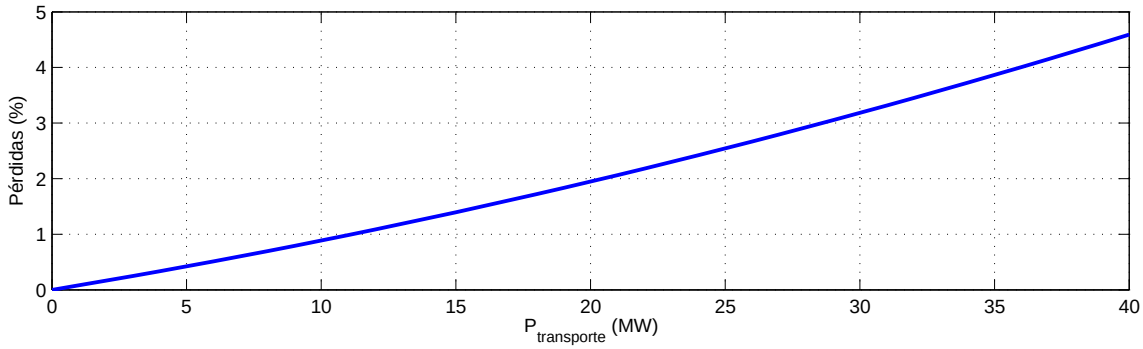


Figura 10.18: Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada

10.8.2.4 FVGC5

La propuesta FVGC5 corresponde a establecer un sistema HVDC-LCC bipolar de 40+40 MW y a ±80 kV. Los puntos de interconexión son los establecidos en el capítulo 9, entre Bco. Tirajana y Jandía (115 kilómetros). El cable a utilizar en este caso es el mostrado en el apartado 9.3.5, de tensión nominal 80 kV, 400 mm^2 y aislamiento XLPE.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.30 M€/km, con lo cual el coste total es de 69 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.08 M€, ver apartado 2.5.6, con lo cual, el coste de éstas sería 12.8 M€. Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 82 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (0.8 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.19.

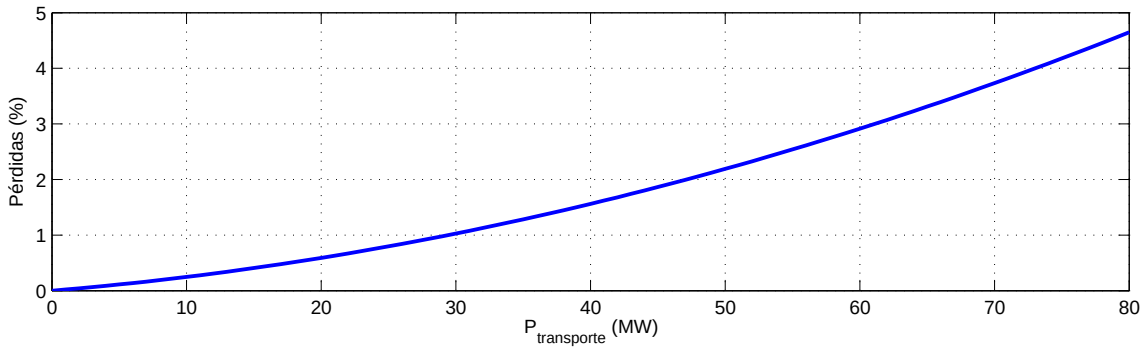


Figura 10.19: Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada

10.8.2.5 FVGC6

La propuesta FVGC6 corresponde a establecer un sistema HVDC-LCC bipolar de 40+40 MW y a ±250 kV. Los puntos de interconexión son los establecidos en el capítulo 9, entre Bco. Tirajana y Jandía (115 kilómetros). El cable a utilizar en este caso, a diferencia de FVGC5, es el mostrado en el apartado 9.3.7.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.45 M€/km, con lo cual el coste total es de 104 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.08 M€, ver apartado 2.5.6, con lo cual, el coste de éstas sería 12.8 M€. Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 117 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (0.8 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.20.

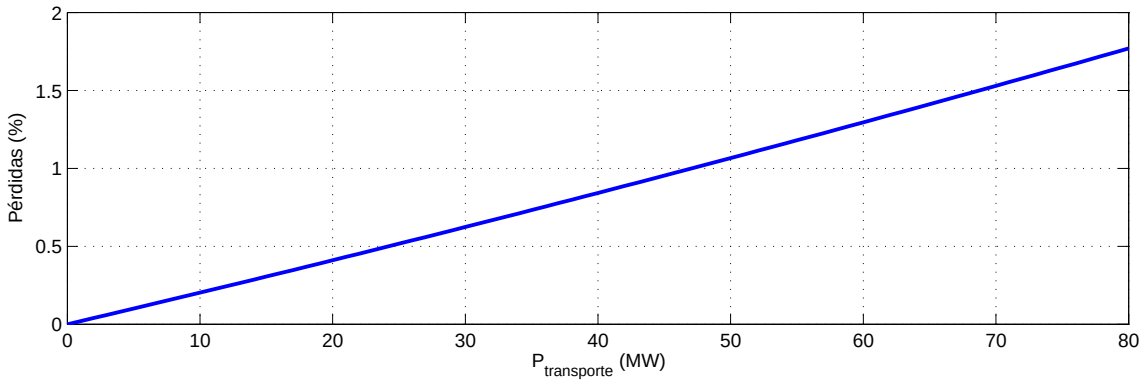


Figura 10.20: Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada

10.9 Escenario 2016.2

Este escenario se refiere al conjunto interconectado Tenerife - La Gomera en 2016.

Las propuestas TFLG1 y TFLG2 son propuestas de interconexión entre Tenerife y La Gomera en corriente alterna. Los puntos de interconexión que se establecieron fueron Guía de Isora y Los Olivos (Tenerife) y El Palmar 66 kV (La Gomera). Para ello, se prediseñaron cables tripolares a 66 kV, con sección de 3×240 mm^2 y aislamiento XLPE, véase apartado 9.3.2.

Estas dos propuestas se planteaban como dos fases:

- Fase 1. En la primera fase se instalaría el primer cable tripolar uniendo la subestación Guía de Isora y El Palmar. Esta primera fase permite agregar la inercia de ambos sistemas, permitiendo mejorar de una manera importante la respuesta inercial y la respuesta primaria. Ello hace que la pendiente de caída de la frecuencia sea menor tras la desconexión de un grupo, dando más tiempo a que los grupos térmicos tomen carga. Por esta razón, la subfrecuencia que se alcanza es menor.

  Dada la diferencia en tamaños entre Tenerife y La Gomera, tanto la tensión y la frecuencia vendrán dominadas por el sistema de Tenerife. Ello se debe a que a través de la interconexión la potencia de cortocircuito aumenta en el sistema de La Gomera. La reserva rodante en el sistema de La Gomera se puede anular, y darle la responsabilidad a la interconexión sobre ésta.

- Fase 2. La segunda fase consiste en instalar otro cable tripolar. Sería deseable que tuviese un trazado diferente, tal y como se estudió en 8, la otra alternativa es Los Olivos.

  Al instalar este otro circuito, el transporte de potencia entre sistemas de manera continuada es posible. El límite teórico de intercambio serían 50 MW, es decir, 25 MW por circuito. Ante el disparo de uno de ellos, el otro tiene capacidad de transporte suficiente como para tranportar el total. En la práctica este límite es menor por motivos de caída de tensión o posible inestabilidad.

Teniendo en cuenta que el coste por kilómetro de cable tripolar de estas características es de aproximadamente 1 M€/km y de instalarlo 0.1 M€/km, ver apartado 2.3.4. En ambas fases

es necesario proyectar una línea aérea o subterránea desde la arribada hasta las subestaciones. En ambos casos dichas líneas serían de menos de 5 kilmetros, por lo que en términos de costes sobre el global, se pueden despreciar. El coste aproximado de cada fase sería:

- Fase 1. La longitud del trazado Playa de Santiago (Guía de Isora) - El Palmar es 35 kilómetros. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 39 M€.
- Fase 2. La longitud del trazado Playa de Callado (Los Olivos) - El Palmar es 42 kilómetros. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 46 M€.

El posible ahorro al instalar los dos circuitos es que se puede sustituir totalmente la generación local en La Gomera. Sin embargo, aunque los grupos de La Gomera no operen, deben mantenerse. Por tanto, adquirir energía desde Tenerife sólo tiene ahorro en términos de costes variables.

La diferencia en costes variables entre las dos islas, según se vio en el apartado 10.6 y 10.7, es $160{,}3 - 118{,}9 = 41{,}4$ €/MWh. Teniendo en cuenta los consumos de energía que se prevén en La Gomera, 103 GWh (ver tabla 6.18), el ahorro podría ser de 4.3 M€/año. El retorno de la inversión suponiendo que la demanda es constante, lo cual va del lado de la seguridad, llega a los 19 años. Si sólo se enfocase la inversión en retornarla, estas propuestas no parecen viables.

Sin embargo, a pesar de un retorno limitado, la interconexión ofrece otras ventajas. Una de ellas es la seguridad energética y la posibilidad de optimizar costes. Otra es posibilidar una mayor integración de la energía eólica, ya que se incrementan de manera general los valores de la potencia de cortocircuito. Asimismo, el potencia de almacenaje que tiene La Gomera a través de sus embalses puede ayudar a Tenerife a regular su generación eólica.

Las pérdidas en cada circuito, tal y como se vio en el capítulo anterior, serían las que se representan en la figura 10.21. Para la interconexión con doble circuito la curva sería similar, sólo que en las potencias la escala va desde 0 hasta 100.

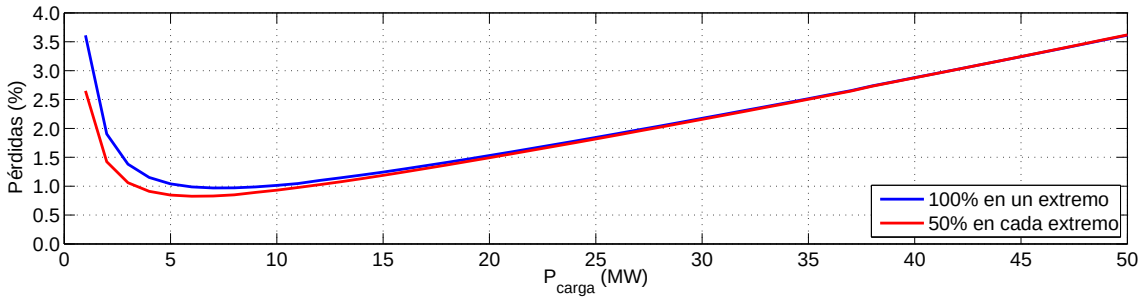


Figura 10.21: Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga

10.10 Escenario 2021

Este escenario se refiere a todo el conjunto interconectado con Marruecos en 2021.

10.10.1 2021.1.A

Este subescenario se refiere a la interconexión entre las dos provincias. Para ello, se propuso la interconexión de Gran Canaria y Tenerife a través de Santa Águeda y Granadilla, respectivamente. La propuesta,denominada GCTF, consiste en un sistema HVDC-VSC asimétrico de 95+95 MW de potencia y tensión de servicio ±150 kV. La longitud del trazado es 94 kilómetros y la profundidad máxima 2300 metros.

Para este cable se realizó un diseño que no cumplía con los requerimientos mecánicos, pero sí con los eléctricos, ver apartado 9.3.6. Se trata de un cable con tensión de servicio ±150 kV, sección de cobre de 400 mm^2 y aislamiento seco XLPE.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.50 M€/km, con lo cual el coste total es de 94 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.11 M€, ver apartado 2.6.6, con lo cual, el coste de éstas sería 21 M€. Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 115 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (1.6 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.23.

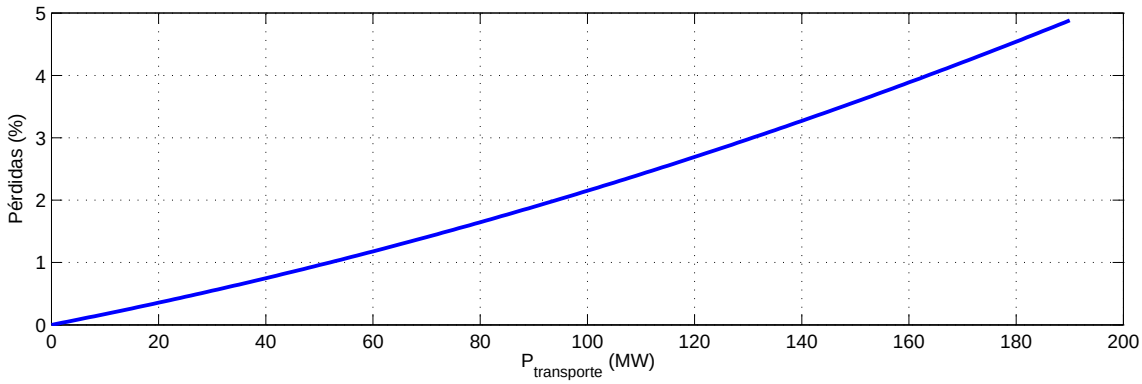


Figura 10.22: Pérdidas en la línea al variar la potencia en el extremo de carga

10.10.2 2021.1.B

Este subescenario se refiere a la interconexión con Marruecos.

10.10.2.1 MRFV1 y MRFV2

Las propuestas MRFV1 y MRFV2 corresponden a la interconexión Marruecos - Fuerteventura en corriente alterna. Los puntos de interconexión que se establecieron fueron Tarfaya 400 kV o 225 kV (Marruecos) y Las Salinas 132 kV (Gran Canaria). Para ello, se prediseñaron los cables unipolares 132 kV, con sección de 400 mm^2 y aislamiento XLPE, véase apartado 9.3.1. Se debe disponer además de un transformador 400/132 kV o 225/132 kV en Tarfaya, además de las reactancias necesarias que se vieron en 9.3.1.

Todas las consideraciones que se hicieron sobre las propuestas FVGC1 y FVGC2 son análogas para las propuestas MRFV1 y MRFV2. Cambia el hecho de que la frecuencia es más rígida y la potencia de cortocircuito mínima es bastante mayor en Marruecos (1500 MVA) que en Gran Canaria (700 MVA).

Teniendo en cuenta que el coste por kilómetro de cable unipolar de estas características es de 0.5 M€/km y de instalarlo 0.1 M€/km, ver apartado 2.3.4, el coste aproximado de cada fase sería:

- Fase 1. La longitud del trazado es 110 kilómetros, y se deben instalar 4 cables. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 264 M€.
- Fase 2. El coste de inversión total ascendería aproximadamente a 200 M€.

Las pérdidas son similares a las mostradas para las propuestas FVGC1 y FVGC2.

10.10.2.2 MRGC

La propuesta MRGC corresponde a establecer un sistema HVDC-LCC bipolar de 150+150 MW y a ±250 kV entre Marruecos y Gran Canaria. Los puntos de interconexión son los establecidos en el capítulo 9, entre Tarfaya y Bco. Tirajana (260 kilómetros). El cable a utilizar en este caso, es el mostrado en el apartado 9.3.7.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.45 M€/km, con lo cual el coste total es de 234 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.08 M€, ver apartado 2.6.6, con lo cual, el coste de éstas sería 48 M€. Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 282 M€.

Las pérdidas del sistema teniendo en cuenta las pérdidas en las estaciones de conversión (0.8 % en cada estación) y las pérdidas en el cable son las mostradas en la figura 10.23.

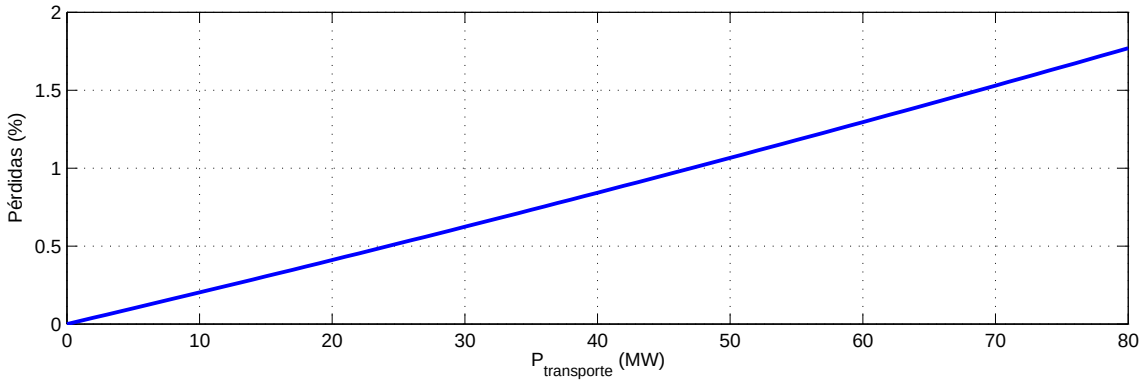


Figura 10.23: Pérdidas en el sistema al variar la potencia transportada

10.10.2.3 MRFVGC

La propuesta MRFVGC corresponde a establecer un sistema multiterminal HVDC-LCC bipolar en esquema paralelo de (190+190)(40+40)(150+150) MW y a ±250 kV. Las estaciones de conversión se situarían en Tarfaya (190+190 MW), Jandía (40+40 MW) y Bco. Tirajana (150+150 MW). La longitud de los trazados sería 145 kilómetros desde Tarfaya hasta Jandía, y 115 kilómetros desde Jandía hasta Bco. Tirajana. El cable a utilizar en este caso es similar al de la propuesta MRGC, véase apartado 9.3.7.

El coste del cable, incluyendo instalación, es 0.45 M€/km, con lo cual el coste total es de 234 M€. El coste por MW de las estaciones de conversión es aproximadamente 0.08 M€,

ver apartado 2.6.6, con lo cual, el coste de éstas sería 30.4 M€(Tarfaya), 6.4 M€(Jandía) y 24 M€(Bco. Tirajana). Con lo que el coste aproximado total del proyecto sería de 295 M€.

Parte III

Conclusiones

Capítulo 11

Conclusiones finales

En este capítulo de conclusiones se van a aunar los resultados obtenidos para los distintos aspectos estudiados sobre las interconexiones, y comparar fortalezas y debilidades de las propuestas. Asimismo, se van a enunciar distintas líneas de trabajo que pueden derivarse del estudio hecho aquí.

11.1 Sobre la posibilidad del tendido de los cables submarinos

La principal dificultad para establecer cualquier interconexión entre las Islas Canarias es la viabilidad técnica de poder disponer de un cable submarino adecuado. No es loable plantear una interconexión y estudiarla desde un punto de vista eléctrico sin tener en cuenta si existe o no la posibilidad de ejecutarla.

Las valoraciones cualitativas que se pueden encontrar en la bibliografía, véase por ejemplo [125], [2], [75], [13], son una buena guía para poder decidir si existe viabilidad técnica. Es por ello que se tomó como referencia límite una profundidad máxima alcanzable de 2000 metros, lo cual permitió descartar cualquier opción de interconexión con La Palma y El Hierro.

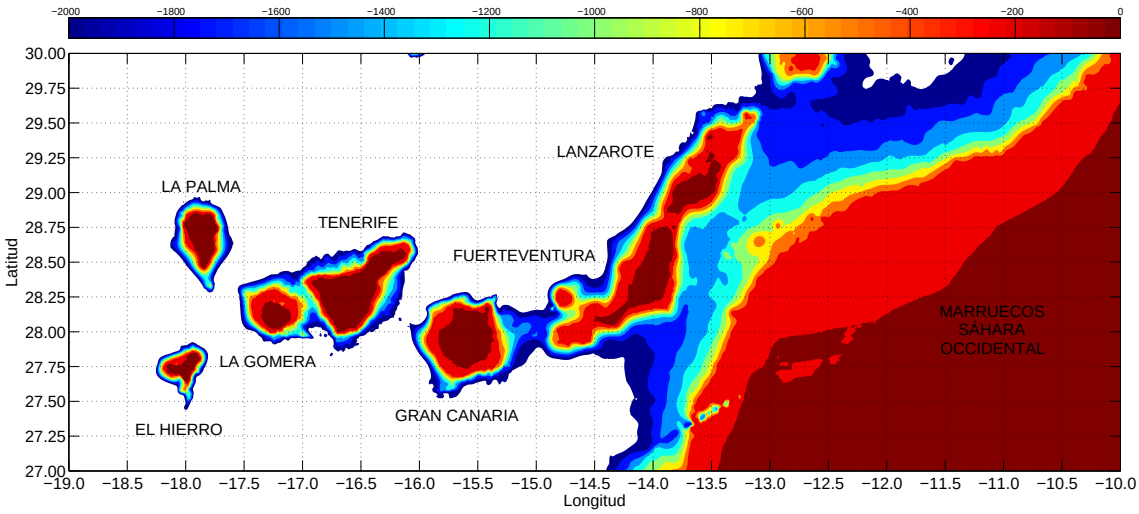


Figura 11.1: Batimetría de la zona de estudio acotada entre 0 y -2000 metros, isóbatas cada 250 metros

El resultado de aplicar este límite es que, del conjunto inicial de posibilidades, se extraen dos zonas en donde hay posibilidades de interconexión: la zona de interconexión oriental (costa de Marruecos, Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria), y la zona de interconexión

occidental (Tenerife y La Gomera). Algo más allá del límite establecido de 2000 metros se encuentra la denominada zona de interconexión provincial, que interconectaría Gran Canaria y Tenerife, que por su importancia y los estudios hechos en Hawaii [7], no debe ser rechazada. No obstante, se ve como una opción aún lejana.

Los distintos cables utilizados en las propuestas, prediseñados y calculados en 9.3, son:

- Unipolar sub. 1600 m, 132 kV CA, 400 mm^2, XLPE
- Tripolar sub. 1200 m, 66 kV CA, 240 mm^2, XLPE
- Unipolar sub. 1600 m, 80 kV CC, 400 mm^2, XLPE
- Unipolar sub. 1600 m, 150 kV CC, 400 mm^2, XLPE
- Unipolar sub. 1600 m, 250 kV CC, 750 mm^2, MI

En el cálculo mecánico de todos ellos se observan varios resultados similares. Por un lado, los conductores de fase son siempre los elementos de los cables que están más solicitados. En todos los casos, se sobrepasa el límite elástico pero no el de rotura, si se utiliza cobre convencional.

Existen distintas aleaciones de cobre que tienen límites elásticos muy superiores y, en principio, sería posible utilizarlos. El problema es que estas aleaciones de cobre tienen resistividades mayores, y supone un aumento de pérdidas. Además, se desconoce si el precio de estas aleaciones de cobre es muy superior al cobre puro normal.

También se observa, para algunos casos, que las tensiones que tendrían que soportar los barcos para tender los cables son superiores a las admisibles por sus equipos. Los mayores barcos cableros tienen capacidades de tiro máximas de unos 500 kN, mientras que, dependiendo del estado del oleaje y de la profundidad a la que se tienda el cable, estas tensiones pueden ser mayores.

11.2 Sobre los parámetros eléctricos

Para todos los cables submarinos se han calculado los parámetros longitudinales (resistencia y reactancia) y los parámetros transversales (conductancia y capacidad) para la frecuencia industrial y en las distintas secuencias (directa, inversa y homopolar). Para los cables en corriente continua se han calculado la resistencia, inductancia y la capacidad. Es importante hacer notar que, en las aplicaciones de corriente continua, a pesar de lo que en primera instancia se pueda pensar, los valores de inductancia y capacidad son necesarios para el dimensionamiento de los elementos de las estaciones de conversión.

A continuación se muestran las impedancias y admitancias halladas para los cables en corriente alterna:

- Unipolar sub. 1600 m, 132 kV CA, 400 mm^2, XLPE:
  - $\underline{Z}_0 = \underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = 0{,}1307 + j0{,}1049 \quad \left[\frac{\Omega}{km}\right]$
  - $\underline{Y}_0 = \underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = 0{,}1319 + j43{,}95 \quad \left[\frac{\mu S}{km}\right]$

- Tripolar sub. 1200 m, 66 kV CA, 240 mm^2, XLPE:
  - $\underline{Z}_0 = 0{,}2937 + j0{,}3193 \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$
  - $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = 0{,}0797 + j0{,}0928 \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$
  - $\underline{Y}_0 = \underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = 0{,}14 + j46{,}9 \quad \left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right]$

Se puede corroborar lo señalado en la bibliografía, los circuitos realizados a base de cables unipolares tienen impedancias de secuencia homopolar similares a los de la secuencia directa e inversa. Para los cables tripolares se suele estimar que la impedancia homopolar es de 3 a 5 veces superior a la de secuencia directa, en este caso es 3.7 veces superior en el término resistivo, y 3.4 veces en el término inductivo.

A continuación se muestran las resistencias ($\omega \to 0$), inductancias ($\omega \to \infty$) y capacidades:

- Unipolar sub. 1600 m, 80 kV CC, 400 mm^2, XLPE
  - $R = 0{,}0424 \quad [\Omega/\text{km}]$
  - $L = 0{,}1106 \quad [\text{mH/km}]$
  - $C = 0{,}2560 \quad [\mu\text{F/km}]$
- Unipolar sub. 1600 m, 150 kV CC, 400 mm^2, XLPE
  - $R = 0{,}0424 \quad [\Omega/\text{km}]$
  - $L = 0{,}1697 \quad [\text{mH/km}]$
  - $C = 0{,}1650 \quad [\mu\text{F/km}]$
- Unipolar sub. 1600 m, 250 kV CC, 750 mm^2, MI
  - $R = 0{,}0230 \quad [\Omega/\text{km}]$
  - $L = 0{,}1181 \quad [\text{mH/km}]$
  - $C = 0{,}3810 \quad [\mu\text{F/km}]$

Además de calcular los parámetros para la frecuencia industrial, se calculó su variación con la frecuencia. Esto último no resulta útil para este trabajo, pero permitiría realizar análisis de resonancia subsíncrona en el caso de líneas en corriente alterna, o el cálculo de componentes para los lados de continua de los sistemas HVDC.

11.3 Impacto de las interconexiones en la integración de energía eólica

Los vientos alisios son vientos racheados que bañan a todas las Islas Canarias. En el apartado 7.4.1.4 se estudió su comportamiento horario. Al interconectarse dos sistemas, la generación eólica se ve regularizada ya que la correlación entre los vientos no es total. Los resultados muestran que al agregar la generación eólica de los distintos sistemas, las variaciones de dicha generación entre horas para todo el conjunto son menores.

Las figuras 7.18, 7.19 y 7.20, cuyo eje de abscisas está en escala logarítmica, muestra este fenómeno sobremanera. Para mayor concreción, a continuación se detalla la tabla 11.1, en

MW	Lanzarote (a)	Fuerteventura (b)	Gran Canaria (c)	Tenerife (d)
Individual	38	30	105	185
a+b	45			
a+b+c	110			
c+d			226	
a+b+c+d	230			

Tabla 11.1: Límite extremo de variación de potencia eólica horaria media $P_{(h+1)} - P_h$ (Potencias instaladas 2016*, ver tabla 7.2)

donde se muestran las variaciones en 1 hora más severas (1 % de ocurrencia) para la potencia eólica planificada en 2016.

Se puede ver que al agregar la generación eólica de Lanzarote y Fuerteventura, las variaciones pasan de ser de 38 MW en Lanzarote y 30 MW en Fuerteventura, 68 MW en total, a variaciones de 45 MW. Con lo cual se reduce la magnitud de dichas variaciones en un 34 %. De manera parecida, en mayor o menor medida, ocurre para las otras agregaciones de generación eólica, como se observa en la tabla.

11.4 Fortalezas y debilidades de las propuestas. Selección de las propuestas más adecuadas

En el capítulo 9 se desarrollaron las distintas propuestas, y se mostraron en la figura 9.41. En dicha figura se muestra que hay dos grupos de propuestas en conflicto, un grupo en las propuestas realizadas para la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria, y otro grupo en las propuestas para la interconexión con Marruecos.

Como ya se relatara en el capítulo 9, dicho conflicto nace si se proyecta la interconexión Fuerteventura - Gran Canaria sin la perspectiva de interconexión con Marruecos. Ese caso se puede dar si la administración no decide invertir en dicha posibilidad, pero posteriormente resulta que se hace necesario.

Por ello, resulta adecuado resumir las distintas propuestas de interconexión entre Fuerteventura - Gran Canaria - Marruecos. En la tabla 11.2 se muestran las propuestas con sus características básicas y el coste de inversión.

Se observa claramente que la opción más económica para interconectar los tres sistemas eléctricos es la propuesta multiterminal MRFVGC. La propuesta FVGC6 se estableció como una primera fase de la propuesta MRFVGC. El coste de ejecutar esta primera fase es de 117 M€, y si se amplía para conformar la propuesta MRFVGC, la inversión total asciende a 295 M€.

Otra opción interesante surge si se pueden ejecutar las todas las opciones en alterna, que aunque tiene un alto coste, tiene la ventaja de que permite compartir totalmente la inercia de los tres sistemas, y ofrecer una disponibilidad mayor que cualquiera de las alternativas en corriente continua.

Propuesta	**Puntos de interconexión**	**Tipo transporte**	**Tipología**	**Potencia** (MW o MVA)	**U** (kV)	**Coste inversión** (M)
FVGC1	Jandía - Jinámar	HVAC	1er circuito	100	132	250
FVGC2	Jandía - Jinámar	HVAC	2o circuito	100	132	190
MRFV1	Tarfaya - Las Salinas	HVAC	1er circuito	100	132	264
MRFV2	Tarfaya - Las Salinas	HVAC	2o circuito	100	132	200
FVGC3	Jandía - Jinámar	HVDC-LCC	Monopolar	40	80	40
FVGC4	Jandía - Jinámar	HVDC-VSC	Bipolar	40	80	73
FVGC5	Jandía - Bco. Tirajana	HVDC-LCC	Bipolar	40+40	80	82
FVGC6	Jandía - Bco. Tirajana	HVDC-LCC	Bipolar	40+40	250	117
MRGC	Tarfaya - Bco. Tirajana	HVDC-LCC	Bipolar	150+150	250	282
MRFVGC	Tarfaya - Jandía - Bco. Tirajana	HVDC-LCC	Bipolar multiterminal	(190+190)-(40+40)-(150+150)	250	295

Tabla 11.2: Relación de propuestas, descripción básica y costes de inversión

11.5 Líneas futuras

En este estudio, por la amplitud del abanico de opciones posibles, se ha tratado de ser transversal en los contenidos estudiados y aplicados. Una vez concluido, se puede observar que se han analizado prácticamente todos los aspectos y elementos asociados a la interconexión de sistemas eléctricos y su aplicación al caso de las Islas Canarias.

Se reconoce que hubiese sido deseable haber podido realizar un análisis exhaustivo de las propuestas, simulando su puesta en servicio con los modelos de los sistemas eléctricos. Dada la cantidad de propuestas y los muy amplios aspectos que pueden estudiarse sobre ellas, cada una de las propuestas aquí presentadas podrían analizarse en futuros Proyectos Fin de Carrera.

Referencias

[1] ABB. HVDC. Transmisión de potencia digna de confianza. *Seminario internacional Cigré*, 2005.

[2] ABB. *Technical Description of HVDC Light®*. `www.abb.com`, 2008.

[3] Asea Brown Boveri (ABB). XLPE Underground Cable Systems. User's Guide, rev. 3. *ABB website*.

[4] A. Ametani. A General Formulation of Impedance and Admittance of Cables. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 3*, 1980.

[5] G.J. Anders. *Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Enviroment*. John Wiley & Sons, 2005.

[6] B. Andersen. Cigré B4. HVDC and Power Electronics. Working Group 37. VSC Transmission. 2004.

[7] U. Arnaud. Proposal for a Commercial Interconnection among the Hawaiian Islands Based on the Results of the Hawaii Deep Water CableProgram (DWCP). *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 4*, 1992.

[8] J. Arrillaga. *Flexible Power Transmission. The HVDC Options*. Wiley, 2007.

[9] Asia Pacific Research Center. Power Interconnection in the APEC Region. 2000.

[10] F. Barrero. *Sistemas de energía eléctrica*. Thomson, 2004.

[11] F. Cole; R. Belmans. Transmission of Bulk Power. 2009.

[12] R. Benato. Multiconductor Analysis of Underground Power Transmission Systems: EHV-AC Cables. *Electric Power Systems Research 79 27-38*, 2009.

[13] M. Bergkvist. Devepment of Extruded Single Core Cables for Deep Waters. *Jicable'07; ABB*, 2007.

[14] J. Berst. Timeline to Smart Grid Profits. *`www.smartgridnews.com/artman/publish/article_62.html`*, 19 de julio de 2005.

[15] G. Bianchi and G. Luoni. Induced Current and Losses in Single-Core Submarine Cables. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-95, no.1*, 1976.

[16] A. Cabrera. Dos centrales garantizarán el suministro en el sur. *`www.laprovincia.es`*, 27 de julio de 2010.

[17] J. R. Carson. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. *The Bell System Technical Journal V, pp. 539-554*, 1926.

[18] Chang Hsin Chien and R.W. Bucknall. Analysis of Harmonics in Subsea Power Transmission Cables Used in VSCHVDC Transmission Systems Operating Under Steady-State Conditions. *IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 22, No. 4*, 2007.

[19] Cigré Study Committee 14. `www.transmission.bpa.gov/cigresc14`.

[20] International Cable Protection Committee. `www.iscpc.org`.

[21] Consortium DEWI adn E.ON Grid, EWI, RWE Transport Grid, and VE Transmission. Energy Management Planning for the Integration of Wind Energy into the Grid in Germany, Onshore and Offshore by 2020. Technical report, DENA, 2005.

[22] Software de cálculo de cables y umbilicales submarinos CableCAD®. `www.cablecad.com`.

[23] G. Piernavieja; Instituto Tecnológico de Canarias. Central Hidroeólica para la isla de El Hierro. Objetivo: 100 % energías renovables. *Exposición Internacional de Zaragoza, 1-3 de Septiembre*, 2008.

[24] Gobierno de Canarias. Orden de 28 de septiembre de 2005, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias y se hace pública la relación de instalaciones que la constituyen. *Boletín Oficial de Canarias, número 199, a lunes 10 de octubre de 2005, referencia 1371*.

[25] Gobierno de Canarias. `www.gobiernodecanarias.org`.

[26] Gobierno de Canarias. Instituto Canario de Estadística. `www.gobiernodecanarias.org/istac`.

[27] Gobierno de Canarias. Portal de energía eólica. `www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica`.

[28] Red Eléctrica de España. Balance del sistema eléctrico canario 2009. red de transporte y planificación de infraestructuras eléctricas 2008-2016. *27 de julio del 2010*.

[29] Red Eléctrica de España. `www.ree.es`.

[30] Red Eléctrica de España. *Proyecto INDEL, atlas de la demanda eléctrica española*. 1997.

[31] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Orden itc/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. *Boletín Oficial del Estado, número 077, a viernes 31 de marzo de 2006, referencia 5807*.

[32] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. *Septiembre 2002*.

[33] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011 (revisión 2005-2011). *Marzo 2006*.

[34] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. *Mayo 2008*.

[35] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Resolución de 27 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2010 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. *Boletín Oficial del Estado, número 035, a viernes 9 de febrero de 2010, referencia 2096*.

[36] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Resolución de 27 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2010 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para el ao 2011 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2011 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. *Boletín Oficial del Estado, número 134, a lunes 6 de junio de 2011, referencia 9785*.

[37] Gobierno de España; Ministerio de Industria Turismo y Comercio. *La energía en España 2008*. Secretaría de Estado de Energía, 2009.

[38] Red Eléctrica de España. Sistema de Información del Operador del Sistema. `www.esios.ree.es`.

[39] Instituto Nacional de Estadística. `www.ine.es`.

[40] Cabildo Insular de La Gomera. El plan insular para autoabastecer La gomera con energías limpias se iniciará con hidroelectricidad. *Asociación Cultural y Ecologista Tagaragunche* `www.tagaragunche.com`, 20 enero 2010.

[41] Puertos del Estado. Datos históricos de oleaje. `www.puertos.es/es/oceanografia_y_meteorologia/banco_de_datos/oleaje.html`.

[42] German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics (Section Systems Analysis, and Technology Assessment). Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. *Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Germany*, 2006.

[43] H.W. Dommel. *Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMPT Theory Book)*. Bonneville Power Administration, 1986.

[44] Google Earth. `earth.google.es`.

[45] Energuia. Directorio de motores alternativos para cogeneración. 2000.

[46] Instituto Español de Ocanografía. `www.ieo.es`.

[47] A. Hernández-Guerra et al. Water Masses, Circulation and Transport in the Eastern Boundary Current of the North Atlantic Subtropical Gyre. *Scientia Marina, 65 (Suppl. 1), pp. 177-186*, 2001.

[48] J. A. Martínez-Velasco et al. *Power System Transients Parameter Determination*. CRC Press, 2010.

[49] J. Saintcross et al. The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations; the New York State Energy Research and Development Authority. 2005.

[50] P. Clift; J. Acosta et al. and ZEE Working Group. Geologic of the Canarian Islands: Results of Spain's Exclusive Economic Zone Program. Springer, 2005.

[51] R.H. Knapp et al. Design Methodology for Undersea Umbilical Cables. *Ocean Technologies and Opportunities in the Pacific for the 90s*, 1991.

[52] T. Ackermann et al. Evaluation of Electrical Transmission Concepts for Large Offshore Wind Farms. 2005.

[53] European Network of Transmission System Operators for Electricity. `www.entsoe.eu`.

[54] J. Sanz Feito. *Centrales Eléctricas*. Sección de publicaciones de la ETSII de la UPM, 1993.

[55] R.D. Franciso-Arnold. *US Patent 4.132.084. Submarine Conductor for the Deep Sea Transmission of the High Voltage Electrical Power*. United States Patent, 2 de enero de 1979.

[56] E. Franke. Corrosion Enhancement of an Undersea Repeater Dueto the Hall Effect. *IEEE Journal on Oceanic Engineering, Vol. 4, No. 3, 89-93*, 1979.

[57] J. Frau. HVDC. More than 50 years in Direct Current Transmission. 2005.

[58] M. Fujii; T. Uematsu; I. Nagano; S. Koishihara; K. Fujieda. Steel Armor Corrosion of Submarine Cable. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No.2, 597-604*, 1980.

[59] C. García. Sampol tramita la minicentral eléctrica para Tuineje Pájara. *`www.canarias7.es`*, 26 de junio de 2008.

[60] D. Weisser; R. García. Instantaneous Wind Energy Penetration in Isolated Electricity Grids: Concepts and Review. *Renewable Energy 30 12991308*, 2005.

[61] J. R. Carson; J. J. Gilbert. Transmission Characteristics of the Submarine Cable. *The Bell System Technical Journal I, pp. 88-115*, 1922.

[62] J. Monterrubio; R. Granadino. Interconexión eléctrica península-baleares en HVDC. *Anales de mecánica y electricidad*, noviembre-diciembre 2007.

[63] C11 Submarine Cables Working Group and Insulated Conductors Committee. IEEE Std 1120-2004. IEEE Guide for the Planning, Design, Installation, and Repair of Submarine Power Cable Systems. Technical report, IEEE, 2005.

[64] C50.12 Working Group. IEEE Std C50.12-2005 Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above. Technical report, IEEE, 2005.

[65] C50.13 Working Group. IEEE Std C50.13-2005 Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above. Technical report, IEEE, 2005.

[66] IEA Wind Task 25 Working Group. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power State-of-the-art report. *`www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf`*, 2007.

[67] J. Gutiérrez. Generación eléctrica en plantas Diésel. *Anales de Mecánica y electricidad*.

[68] C. Harris. *Electricity Markets. Pricing, Structures and Economics*. Wiley Finance, 2006.

[69] I. Martínez; J.L.Martín; I. Kortabarria; J. Andreu; P. Ibanez. Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 10271038*, 2009.

[70] A.R. Jacobson. *US Patent 4.659.253. Deep Water Cable Laying Method Using Buoyancy Materials*. United States Patent, 21 de abril de 1987.

[71] Kaye, Laby Online. Tables of physical, and chemistry constants. `www.kayelaby.npl.co.uk`.

[72] E. W. Kimbark. *Power System Stability*, volume II - Elements of Stability Calculations. IEEE Press. Power System Engineering Series, 1995.

[73] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

[74] M. Maher. Africa-Europe Electrical Interconnection and Prospects of Worldwide Interconnections. Technical report, Ministry of Electricity and Energy. Arab Republic of Egypt, 1994.

[75] M. Marelli, A. Orini, A. Miramonti, and G. Pozzati. Challenges and Achievements for New HVDC Cable Connections. *Prysmian*, 2009.

[76] Ministerio de Economía. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado, número 310, a miércoles 27 de diciembre de 2000, referencia 24019*.

[77] Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado, número 285, a viernes 28 de noviembre de 1997, referencia 25340*.

[78] Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Real Decreto 223/2008, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. *Boletín Oficial del Estado, número 68, a miércoles 19 de octubre de 2008, referencia 5269*.

[79] Ministerio de Industria Turismo y Comercio. Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. *Boletín Oficial del Estado, número 119, a miércoles 31 de mayo de 2006, referencia 9613*.

[80] ETOPO1 Global Relief Model. `www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/global.html`.

[81] P. Montané. *Protecciones en las instalaciones eléctricas*. Marcombo, 2 edition, 1993.

[82] Comisión Nacional de la Energía. Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año 2007. *2007*.

[83] Comisión Nacional de la Energía. Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año 2008. *2008*.

[84] Comisión Nacional de la Energía. Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura, año 2009. *22 de diciembre de 2009*.

[85] Comisión Nacional de la Energía. Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2005-2007. *2009*.

[86] D.P. Kothari; I.J. Nagrath. *Sistemas eléctricos de potencia*. McGrawHill Interamericana, 2008.

[87] T. Noda. Numerical Techniques for Accurate Evaluation of Overhead Line and Underground Cable Constants. *IEEJ Transactions 3, 549-559*, 2008.

[88] Arab Union of Electricity. `www.auptde.org`.

[89] Density of Ocean Water. `www.windows2universe.org/earth/Water/density.html`.

[90] History of the Atlantic Cable and Undersea Communications. `atlantic-cable.com`.

[91] Commission of the European Communities. Priority interconnection plan. *Communication from the Commission to the Council and the European Parliament*, 2007.

[92] General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). `www.gebco.net`.

[93] Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation. *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. Westinghouse Electric Corporation, 4 edition, 1964.

[94] Office National d'Electricité du Maroc. `www.one.org.ma`.

[95] J. Pan. VSC-HVDC Control and Application in Meshed AC Networks. 2009.

[96] Clayton R. Paul. *Analysis of Multiconductor Transmission Lines*. John Wiley and Sons, 1994.

[97] Pirelli. Enlace eléctrico/óptico submarino Lanzarote - Fuerteventura. *Pirelli Club International*, Número 10/XXI - Julio 2004.

[98] Europa Press. Endesa inicia el tendido del cable submarino entre Fuerteventura y Lanzarote, por 12.3 millones. *Lukor*, Jueves, 16 de diciembre de 2004.

[99] R. Interconexión eléctrica entre lanzarote y fuerteventura. *La Vanguardia Española*, Sábado, 19 de marzo de 1977.

[100] E. Ras. *Teoría de líneas eléctricas de potencia, de comunicación, para transmisión en continua*, volume II - Régimenes no senoidales. Aplicaciones. Marcombo, 1 edition, 1973.

[101] E. Ras. *Teoría de líneas eléctricas de potencia, de comunicación, para transmisión en continua*, volume I - Régimenes senoidales. Marcombo, 2 edition, 1986.

[102] REE. La previsión de las producciones eólica y fotovoltaica. Incertidumbre y cobertura. *Ponencias REE*, 2009.

[103] Clúster RICAM. Análisis de los sobrecostes de la energía en los sistemas extrapeninsulares. 2010.

[104] D. Rivero La Provincia Diario de Las Palmas. Unelco garantiza el desarrollo económico de Lanzarote con una inversión de 150 millones de euros. *24 de septiembre de 2008*.

[105] R. Roeper. *Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas*. Marcombo, 1985.

[106] G. Balog; F. Rudolfsen. Energy Transmission on Long Three Core/Three Foil XLPE Power Cables. 2003.

[107] S. A. Schelkunoff. The Theory of Coaxial Transmission Lines and Cylindrical Shells. *The Bell System Technical Journal XIII, pp- 532-578*, 1934.

[108] J. P. Charpentier; K. Schenk. International Power Interconnections. *The World Bank*, 1995.

[109] Daylightchart Software. `daylightchart.sourceforge.net`.

[110] N. Srivallipuranandan. *Series Impedance and Shunt Admittance Matrices of an Underground Cable System*. The University of British Columbia, 1986.

[111] NASA Surface Meteorology and Solar Energy. `eosweb.larc.nasa.gov/sse`.

[112] Instituto Tecnológico de Canarias. Estadísticas energéticas de Canarias 2000. *2001*.

[113] Instituto Tecnológico de Canarias. Estadísticas energéticas de Canarias 2003. *2004*.

[114] Instituto Tecnológico de Canarias. Estadísticas energéticas de Canarias 2004. *2005*.

[115] Instituto Tecnológico de Canarias. Estadísticas energéticas de Canarias 2005. *2006*.

[116] Instituto Tecnológico de Canarias. Estadísticas energéticas de Canarias 2006. *2007*.

[117] Instituto Tecnológico de Canarias. `www.itccanarias.org`.

[118] M. Keel; K. Kilk; M. Valdma. Analysis of Power Demand and Wind Power Changes in Power Systems. *Oil Shale, 2009, Vol. 26, No. 3 special, pp. 228242*, 2009.

[119] Página web del Proyecto Takatona. `takatona.com`.

[120] Asea Brown Boveri (ABB) Webpage. `www.abb.com`.

[121] LD TravOcean Webpage. `www.ldtravocean.com`.

[122] Nexans Webpage. `www.nexans.com`.

[123] Weather Underground Webpage. `www.wunderground.com`.

[124] F. M. White. *Fluid Mechanics*. McGraw Hill, 2008.

[125] T. Worzyk. *Submarine Power Cables*. Springer, 2009.

[126] Made. Torres y herrajes. `www.invertaresa.com/made`.

Parte IV

Apéndices

Apéndice A

Datos del entorno marino

Como se mostró en los capítulos principales de este estudio, los datos del entorno marino son fundamentales para poder diseñar y caracterizar tanto los cables submarinos como su ruta. Aunque la capacidad para realizar ambas tareas en este estudio es limitada, se ha creído oportuno llevar a cabo la tarea de la forma más fiel posible de acuerdo a los datos de los que se dispone. Hay tres bloques de datos: batimetrías, oleaje y temperaturas del fondo marino. Éstos son los que se van a exponer a continuación.

A.1 Batimetrías

A.1.1 General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO)

GEBCO es el modelo terrestre de libre distribución con mejor resolución, 30 segundos de arco en latitud y longitud. La porción batimétrica está generada combinando sondeos cuyos datos están controlados en calidad con interpolaciones hechas a través de datos de gravimetría por satélite.

La utilización de esta batimetría es idńea ya que se puede obtener en un formato primario, archivos de texto o binarios (longitud, latitud, altitud/profundidad), del cual se puede proceder a su tratamiento directo en programas tales como el MATLAB®. La mayoría de batimetrías más precisas, como las que se señalan en A.1.2, vienen en formato de archivo de imagen (ráster).

Para adquirir la batimetría se debe descargar un software desde [92]. Dicho software es un interfaz que permite la visualización y exportación de la topografía/batimetría. Para este estudio se ha exportado la región que comprende desde los 19 grados oeste hasta los 10 grados oeste, y desde los 27 grados norte hasta los 30 grados norte.

La batimetría sobre el entorno de estudio es buena si se compara con la batimetría en formato de imagen más precisa disponible, aquella derivada del estudio batimétrico de precisión de las Islas Canarias (ver sección A.1.2). Sin embargo, GEBCO en la zona este de Gran Canaria contiene una zona que parece tener importantes errores.

En la figura A.1 se puede comparar la batimetría en esta zona según la fuente GEBCO original, ETOPO 1 y una imagen del estudio batimétrico ZEE. Obsérvese que tanto GEBCO como ETOPO 1 tienen un valle recto al este de Gran Canaria, probablemente se debió a la compilación de datos batimétricos ya que tienen un mismo origen de los datos.

En la batimetría ZEE dada en formato imagen, se observa que el relieve en toda esta zona

es más suave, por lo que se ha modificado esa zona en la batimetría GEBCO para adaptarla a lo que aparece en la imagen. Se ha hecho eliminando parte de los datos, después de insertaron varios puntos de referencia, y por último se interpolaron los puntos intermedios. El resultado es el mapa "GEBCO corregido", y es este mapa corregido el que se ha usado en este trabajo. Esta errata en la batimetría fue comunicada a la institución encargada de elaborar esta batimetría.

A.1.2 Investigación oceanográfica e hidrográfica de la Zona Económica Exclusiva Española

En 1995 el Instituto Hidrográfico de la Marina (IHM) y el Instituto Español de Oceanografía (IEO) comenzaron la Investigación Oceanográfica e Hidrográfica de La Zona Económica Exclusiva Española. Este estudio ha sido llevado a cabo a bordo del Buque de Investigación Oceanográfica Hespérides. El objetivo final es proporcionar un conjunto de datos geofísicos, además de elaborar la cartografía oceanográfica, geofísica e hidrográfica de toda la Zona Económica Exclusiva Española.

Las Islas Canarias constituyen una de las Zonas Económicas Exclusivas Españolas, y por ello está incluida en dicho estudio. Aunque los datos fueron tomados a finales de la década pasada y principios de la siguiente, no ha sido hasta mediados de 2010 cuando se han publicado los resultados en distintos soportes.

Por un lado, uno de los investigadores principales (J. Acosta) ha editado un libro recopilación de los artículos más importantes acerca de este trabajo, [50]. Por otro lado, se han publicado mapas batimétricos en papel y a través del SIG[1] del IEO ([46]). En el SIG-IEO se pueden disponer también de mapas de composición de fondo y usos del espacio marítimo.

A.2 Oleaje

La necesidad de conocer el oleaje que se puede encontrar el barco durante el proceso de instalación de un cable submarino se muestra en la sección 3.3.2. El esfuerzo sobre el cable debido al movimiento del barco, que a su vez es debido al oleaje, es proporcional a la aceleración máxima prevista (sección 3.3.2). Si se asume que el movimiento vertical del barco es sinusoidal y es coherente al movimiento de las olas, la aceleración máxima resulta ser:

$$a_{\text{máxima}} = \frac{b_h}{2}\left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \quad \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right] \tag{A.1}$$

El oleaje está compuesto de una superposición de ondas de distintas alturas, periodos y direcciones. En virtud de esto, los parámetros más representativos del oleaje son la altura significativa H_s (b_h en la ecuación anterior), el periodo medio T_m, el periodo de pico T_p (T en la ecuación anterior) y la dirección en el pico.

La altura significativa H_s (b_h) es uno de los parámetros más representativos del oleaje. La altura significativa representa la altura cresta-valle de las olas equivalente aproximadamente la altura media del tercio de olas ms altas. La altura de las olas se distribuye aproximadamente según un modelo de Rayleigh. El periodo medio T_m es el periodo medio de todas las ondas

[1] Sistema de Información Geográfica

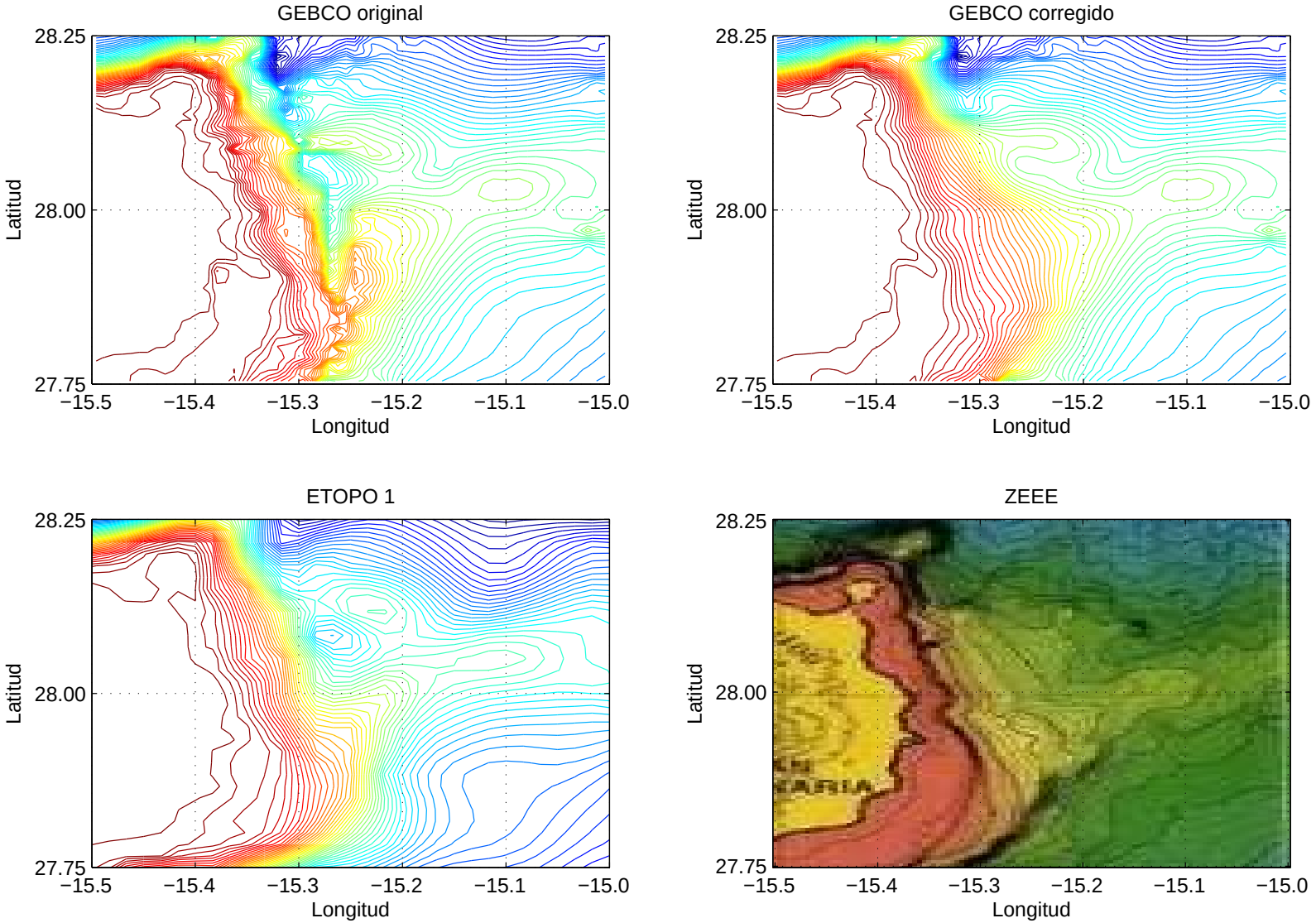


Figura A.1: Comparación entre batimetrías al este de Gran Canaria (isóbatas 50 metros), [92] [80] [50]

que constituyen el oleaje. El periodo de pico T_p (T) es el periodo del grupo de ondas con más energía se denomina periodo de pico. Cuanto más regular es el oleaje más se parece T_p a T_m, aunque normalmente T_p es mayor que T_m. La dirección en el pico (Dir_p) representa la dirección de las olas de mayor energía.

En [41] se dispone de datos para alta mar acerca de estos parámetros del oleaje, ver figura A.2. Para cada uno de los corredores a estudiar (ver inicio del capítulo 8) se tiene boyas marina cercanas, de las cuales se tiene la distribución de los datos de altura significativa H_s y periodo de pico T_p:

- Corredor entre Tarfaya y Fuerteventura. Boya 1026012, ver figura A.4.
- Corredor entre Fuerteventura y Gran Canaria. Boya 1021012, ver figura A.5.
- Corredor entre Gran Canaria y Tenerife. Boya 1016012, ver figura A.6.
- Corredor entre Tenerife y La Gomera. Boya 1012012, ver figura A.7.

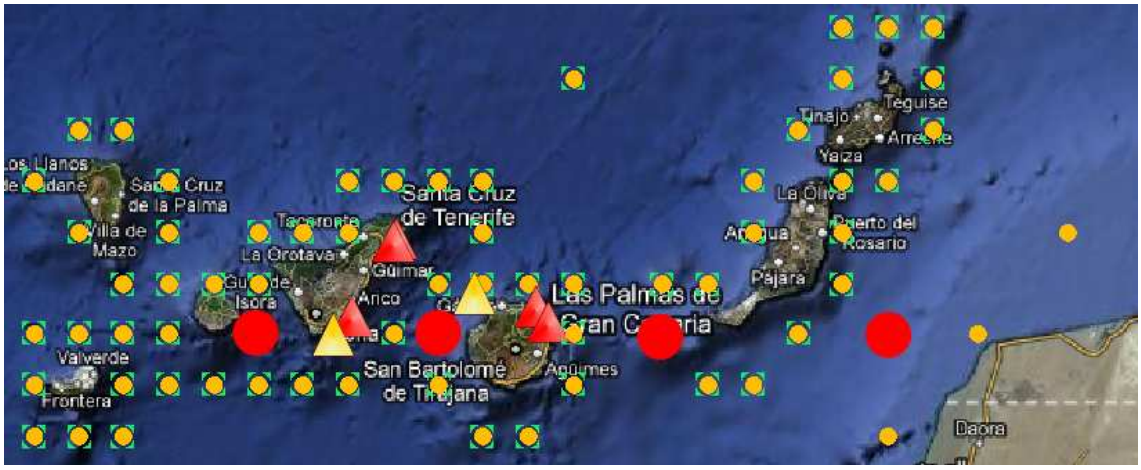


Figura A.2: Mapa de boyas (los círculos rojos son las boyas elegidas), [41]

En las tablas de distribución de parámetros del oleaje se puede ver que los periodos pico están truncados en 10 segundos, y que las alturas significativas también están truncadas en 10 metros. Como los esfuerzos son proporcionales a la aceleración, es interesante ver el mapa de aceleraciones en función de la altura significativa y del periodo pico. En la figura A.3 se muestra dicho mapa para el dominio mostrado en las tablas de distribución.

Si se compara la figura A.3 con todas las distribuciones de parámetros del oleaje (figuras A.4, A.5, A.6 y A.7), se observa que la aceleración siempre es menor que 2 m/s^2. Se tomará una altura significativa de 5 metros y un periodo pico de 7 segundos para todos los casos, excepto para Tenerife - La Gomera en donde el periodo pico será de 10 segundos.

A.3 Temperaturas del fondo marino

En la figura A.8 se muestra el perfil de temperaturas en fondo marino entre Gran Canaria y Fuerteventura. Este perfil se ha obtenido desde la página web [90], en donde está descrito el proyecto de cable de telecomunicaciones TRANSCAN 1 (Gran Canaria - Fuerteventura - Lanzarote), ya dado de baja. Aplicando dicho perfil térmico (curva media) a la batimetría propuesta resulta la figura 4.12, que se mostró en el capítulo 4.

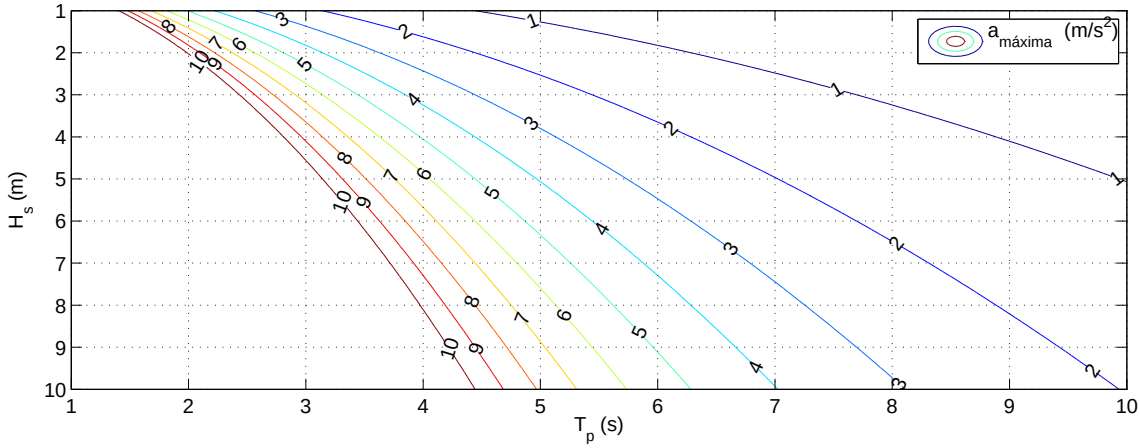


Figura A.3: $a_{\text{máxima}}$ en función de H_s y T_p, ecuación A.1

Al igual que se hizo en el capítulo del estudio de rutas submarinas (capítulo 8), para cada ruta se puede construir un perfil termico a través del mapa de temperaturas. Tras realizar estos perfiles para las distintas rutas propuestas, se observa que la temperatura media de todas las rutas está en un entorno de 8-13°C. Por tanto, para realizar el estudio térmico de los cables tendidos en el lecho marino, se puede suponer una temperatura de 11°C para todas las rutas, exceptuando Lanzarote - Fuerteventura, que es de 20°C.

Punto/Point SIMAR-44 1026012

Tabla de Periodo (Tp) - Altura (Hs) / Tp vs Hs Table

Año/Year: 2000 **Eficacia/Efficacy: 99.761 %**

Tabla de Tp - Hs en % / Tp - Hs (%)

Hs \ Tp	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	Total
<=1.0	---	---	0.034	1.404	4.793	2.499	4.964	4.724	3.355	2.705	10.784	35.262
2.0	---	---	---	---	3.013	8.045	12.804	13.043	7.052	1.096	9.791	54.844
3.0	---	---	---	---	---	0.205	0.993	2.396	2.465	1.198	1.438	8.696
4.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.342	0.377	0.479	1.198
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
6.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
7.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
Total	---	---	0.034	1.404	7.806	10.750	18.761	20.164	13.215	5.375	22.492	100%

Figura A.4: Distribución de H_s y T_p corredor Tarfaya - Fuerteventura, [41]

Punto/Point SIMAR-44 1021012

Tabla de Periodo (Tp) - Altura (Hs) / Tp vs Hs Table

Año/Year: 2000 **Eficacia/Efficacy: 99.761 %**

Tabla de Tp - Hs en % / Tp - Hs (%)

Hs \ Tp	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	Total
<=1.0	---	---	---	0.034	0.068	0.205	0.068	0.787	0.890	0.753	1.712	4.519
2.0	---	---	---	---	0.753	4.998	4.930	8.490	5.375	4.451	27.422	56.419
3.0	---	---	---	---	---	0.342	1.746	1.678	1.986	1.369	22.492	29.613
4.0	---	---	---	---	---	---	---	0.068	0.171	0.514	6.847	7.600
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1.849	1.849
6.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
7.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
Total	---	---	---	0.034	0.822	5.546	6.744	11.024	8.422	7.087	60.322	100%

Figura A.5: Distribución de H_s y T_p corredor entre Fuerteventura - Gran Canaria, [41]

Punto/Point SIMAR-44 1016012

Tabla de Periodo (Tp) - Altura (Hs) / Tp vs Hs Table

Año/Year: 2000 **Eficacia/Efficacy: 99.761 %**

Tabla de Tp - Hs en % / Tp - Hs (%)

Hs \ Tp	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	Total
<=1.0	---	---	---	0.034	0.377	0.308	1.232	2.123	1.814	1.883	5.272	13.043
2.0	---	---	---	---	0.582	5.717	9.962	12.975	6.813	2.670	26.874	65.594
3.0	---	---	---	---	---	0.103	1.061	2.533	3.560	1.541	10.510	19.308
4.0	---	---	---	---	---	---	0.068	0.137	0.137	0.342	1.369	2.054
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
6.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
7.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
Total	---	---	---	0.034	0.959	6.128	12.325	17.768	12.325	6.436	44.026	100%

Figura A.6: Distribución de H_s y T_p corredor entre Gran Canaria - Tenerife, [41]

Punto/Point SIMAR-44 1012012

Tabla de Periodo (Tp) - Altura (Hs) / Tp vs Hs Table

Año/Year: 2000 **Eficacia/Efficacy: 99.761 %**

Tabla de Tp - Hs en % / Tp - Hs (%)

Hs \ Tp	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	Total
<=1.0	---	---	---	---	0.411	0.171	0.034	1.951	1.814	2.431	6.539	13.352
2.0	---	---	---	---	4.074	4.177	2.670	3.389	3.800	2.705	43.615	64.430
3.0	---	---	---	---	---	0.103	0.103	0.342	0.548	1.164	16.980	19.240
4.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.068	---	2.773	2.841
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.137	0.137
6.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
7.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
8.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
9.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
>10.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
Total	---	---	---	---	4.485	4.451	2.807	5.683	6.231	6.299	70.045	100%

Figura A.7: Distribución de H_s y T_p corredor entre Tenerife - La Gomera, [41]

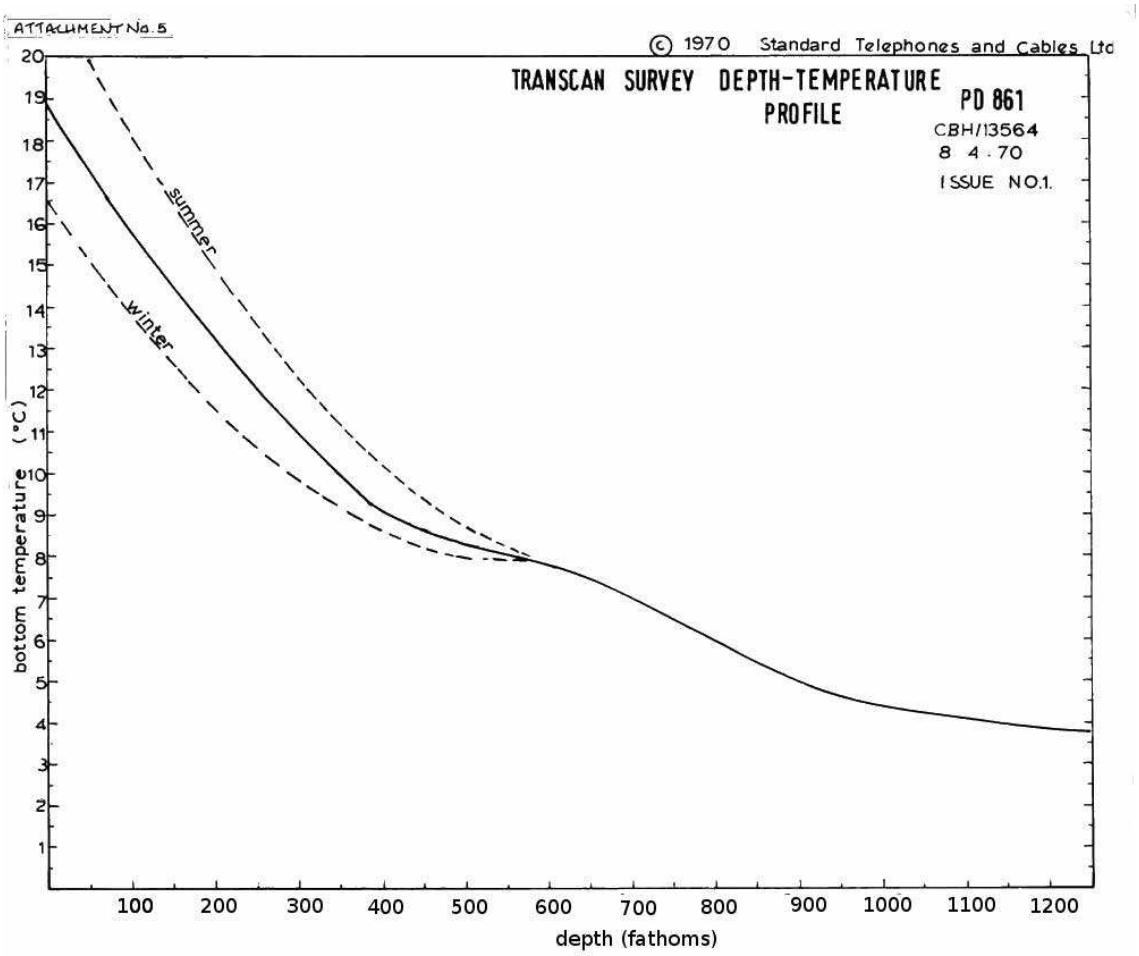


Figura A.8: Perfil de temperaturas del mar con la profundidad, Provincia de Las Palmas, [90]. Nótese que 1 fathom = 1.8288 metros

Apéndice B

Modelado de cables de energía eléctrica CA

Este apéndice tiene como objetivo mostrar de manera desarrollada el modelado eléctrico y térmico de los cables de energía eléctrica. El modelado eléctrico permite conocer las tensiones y corrientes en los diferentes elementos conductores que componen los cables, no sólo para la frecuencia nominal industrial, sino para un amplio espectro de frecuencias. El modelado térmico permite conocer la temperatura en los diferentes elementos del cable a partir de la generación de calor producida por la circulación de corrientes en los elementos conductores del cable.

Se considera necesario incluir este apéndice porque lo expuesto en él ha sido utilizado en la implementación de varios scripts para MATLAB®, en donde se han modelizado los diseños de cables expuestos en la parte principal del documento. La modelización mecánica no se ha incluido, ya que, a pesar de también utilizarse en la parte central del documento, se hace un uso directo del artículo de *R. Knapp* "Design Methodology for Undersea Umbilical Cables", [51].

B.1 Modelado eléctrico

B.1.1 Planteamiento

El modelado eléctrico considerado es la obtención de las ecuaciones que permitan conocer las tensiones y corrientes en un sistema de n elementos conductores unidimensionales (línea de transporte) y el conductor de referencia. Es decir, una configuración de conductores en paralelo cuyas tensiones y corrientes varían a lo largo de la dimensión espacial x y con el tiempo t.

Si las excitaciones sobre el sistema son funciones sinusoidales con pulsación angular ω dada, el tiempo t puede desaparecer si las tensiones y corrientes se representan mediante fasores, que siguen siendo función de x, es decir, $\underline{U} = \underline{U}(x)$ e $\underline{I} = \underline{I}(x)$, respectivamente. En adelante, aún teniendo presente que las tensiones y corrientes son función de x, no se anotará esto explícitamente. Ver figura B.1.

La tensión $\underline{U}_i$ y la corriente $\underline{I}_i$ para el i-ésimo conductor se agrupan en los vectores de tensiones $\underline{U}$ y corrientes $\underline{I}$ para los n conductores según:

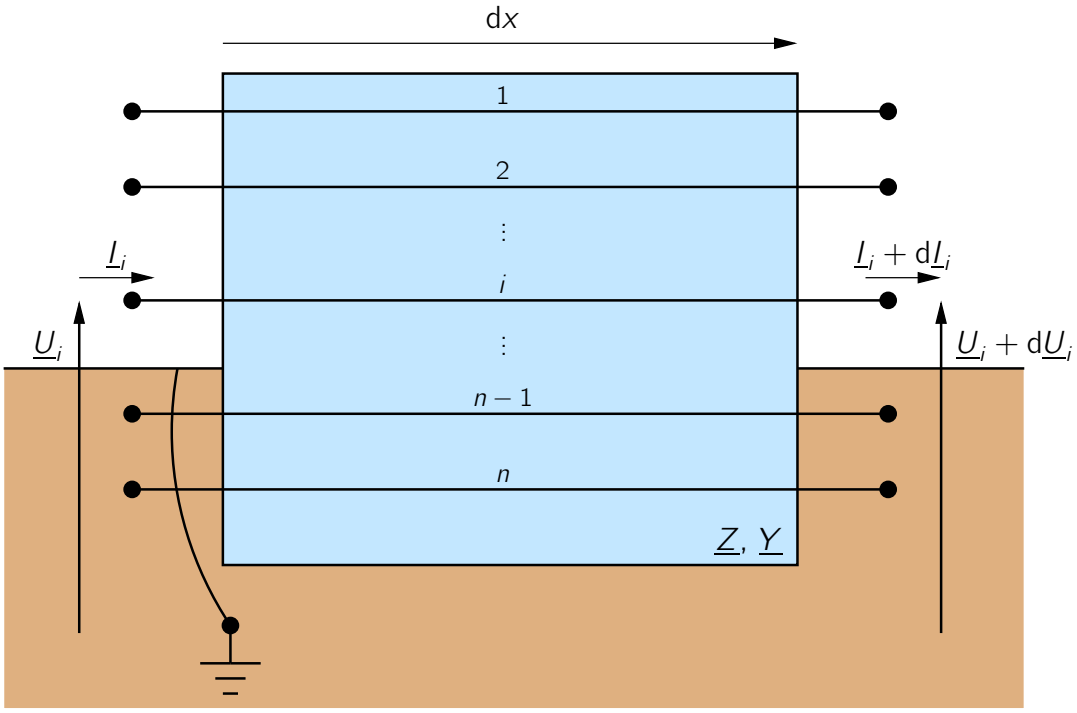


Figura B.1: Sistema de conductores constituyendo una línea de transporte de energía eléctrica

$$\underline{U} = \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_{n-1} \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} \quad \underline{I} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_{n-1} \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} \tag{B.1}$$

Todas las tensiones están referidas a un punto común, al que le corresponde un potencial nulo. Este punto suele ser un punto remoto al terreno cercano al sistema de conductores, que a su vez es un conductor más del sistema. Más adelante se explicará esto en detalle para los casos usuales.

Las relaciones entre las tensiones $\underline{U}$ y las corrientes $\underline{I}$ de los n conductores a lo largo del eje x son las conocidas expresiones:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}\underline{U}}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Z} \cdot \underline{I} \\ \frac{\mathrm{d}\underline{I}}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Y} \cdot \underline{U} \end{aligned} \tag{B.2}$$

En donde $\underline{Z}$ es la matriz de impedancias del sistema, e $\underline{Y}$ es la matriz de admitancias del sistema. De acuerdo a las ecuaciones B.2 y B.1, las matrices tienen dimensiones $n \times n$:

$$\underline{Z} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{1,1} & \underline{Z}_{1,2} & \cdots & \underline{Z}_{1,i} & \cdots & \underline{Z}_{1,n-1} & \underline{Z}_{1,n} \\ \underline{Z}_{2,1} & \underline{Z}_{2,2} & \cdots & \underline{Z}_{2,i} & \cdots & \underline{Z}_{2,n-1} & \underline{Z}_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \underline{Z}_{i,1} & \underline{Z}_{i,2} & \cdots & \underline{Z}_{i,i} & \cdots & \underline{Z}_{i,n-1} & \underline{Z}_{i,n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \underline{Z}_{n-1,1} & \underline{Z}_{n-1,2} & \cdots & \underline{Z}_{n-1,i} & \cdots & \underline{Z}_{n-1,n-1} & \underline{Z}_{n-1,n} \\ \underline{Z}_{n,1} & \underline{Z}_{n,2} & \cdots & \underline{Z}_{n,i} & \cdots & \underline{Z}_{n,n-1} & \underline{Z}_{n,n} \end{pmatrix} \tag{B.3}$$

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{1,1} & \underline{Y}_{1,2} & \cdots & \underline{Y}_{1,i} & \cdots & \underline{Y}_{1,n-1} & \underline{Y}_{1,n} \\ \underline{Y}_{2,1} & \underline{Y}_{2,2} & \cdots & \underline{Y}_{2,i} & \cdots & \underline{Y}_{2,n-1} & \underline{Y}_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{i,1} & \underline{Y}_{i,2} & \cdots & \underline{Y}_{i,i} & \cdots & \underline{Y}_{i,n-1} & \underline{Y}_{i,n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{n-1,1} & \underline{Y}_{n-1,2} & \cdots & \underline{Y}_{n-1,i} & \cdots & \underline{Y}_{n-1,n-1} & \underline{Y}_{n-1,n} \\ \underline{Y}_{n,1} & \underline{Y}_{n,2} & \cdots & \underline{Y}_{n,i} & \cdots & \underline{Y}_{n,n-1} & \underline{Y}_{n,n} \end{pmatrix} \tag{B.4}$$

Ambas están calculadas en función de la disposición geométrica y propiedades de los materiales de cada conductor, así como para una pulsación angular ω correspondiente a la excitación del sistema, ver sección B.1.2. Estas matrices son también función de x, $\underline{Z} = \underline{Z}(x)$ e $\underline{Y} = \underline{Y}(x)$. Sin embargo, en la mayoría de casos pueden considerarse constantes, ya que la instalación mantiene todas sus variables (dimensiones, materiales, temperatura, etcétera) entre márgenes que permiten que los elementos de las matrices varíen de manera despreciable a lo largo de x.

Cuando la variación de las matrices de impedancias y admitancias a lo largo de la misma línea de transporte sobrepasa lo admisible, se puede proceder a la partición de la línea. Esto debe realizarse también si se varía la configuración: pantallas cruzadas, transposición de fases, compensación intermedia, paso aéreo/subterráneo, etcétera.

Las matrices de impedancias y admitancias son función de ω, pero no sólo las componentes imaginarias (inductancia y capacidad), que lo son intrínsecamente, sino también las componentes reales (resistencia y conductancia). Por ello, para análisis de régimen transitorio debe tomarse en consideración esta dependencia. Lo que se hace en la mayoría de métodos de preprocesado es separar las componentes reales (resistencia y conductancia) de las componentes imaginarias (inductancia y capacidad), y se aproximan sus dependencias frecuenciales mediante funciones de aproximación adecuadas, que pueden ser continuas o estar definidas a trozos de acuerdo al margen de frecuencias del transitorio en estudio. En la tabla B.1 se muestran los márgenes de frecuencias para distintos tipos de perturbaciones en sistemas eléctricos, [48, página 3].

A partir de la resolución de las ecuaciones B.2 se obtienen las tensiones y corrientes a lo largo de la línea de transporte para todos los conductores en régimen estacionario a una pulsación angular ω. La solución de dichas ecuaciones para n conductores puede hallarse de varias formas dependiendo de las hipótesis que puedan establecerse:

- **1 conductor y conductor de retorno.** Es aplicable cuando se pueda considerar que el sistema de n conductores puede reducirse a 1 conductor y el conductor de retorno ($n = 1$), es decir, a una fase, ver sección B.1.3. Esto es válido cuando se pueda considerar que las tensiones y corrientes conforman sistemas equilibrados (excitaciones equilibradas y/o matrices de impedancias y admitancias también equilibradas).

Origen del transitorio	Margen de frecuencias	
	Mínimo	Máximo
Ferrorresonancia	0.1 Hz	1 kHz
Deslastre de cargas	0.1 Hz	3 kHz
Despeje de faltas	50 Hz	3 kHz
Maniobras de conexión/desconexión de líneas	50 Hz	20 kHz
Tensiones transitorias de reestablecimiento	50 Hz	100 kHz
Sobretensiones atmosféricas	10 kHz	3 MHz

Tabla B.1: Margen de frecuencias según tipo de perturbación

Se aplica en el análisis de flujos de potencia, análisis de estabilidad, análisis de cortocircuitos, y en general a otros análisis en los que la línea de transporte pueda reducirse a valores de una única fase.

La solución para el sistema de 2 conductores ($n = 1$) se obtiene al resolver las ecuaciones B.2, siendo la impedancia y la admitancia escalares complejos. La solución que se obtiene es el conocido modelo de parámetros distribuidos [10, página 118], pudiéndose derivar de éste ciertos modelos concentrados en los nudos extremos: línea larga, línea media y línea corta.

- $n \geq 2$ Representa el caso más general, las ecuaciones B.2 conforman un sistema de $2n$ ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden acopladas:

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}x}\begin{pmatrix}\underline{U}\\ \underline{I}\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}0_{n\times n} & -\underline{Z}\\ -\underline{Y} & 0_{n\times n}\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\underline{U}\\ \underline{I}\end{pmatrix}, \quad \frac{\mathrm{d}\underline{X}}{\mathrm{d}x} = \underline{M}\cdot\underline{X} \tag{B.5}$$

Su solución se puede obtener básicamente de tres formas:

- **Transformación modal, [96, página 201] y [43, página 4-40].** Consiste en transformar las tensiones $\underline{U}$ y corrientes $\underline{I}$ en otras tensiones $\underline{U}^m$ y corrientes $\underline{I}^m$, de tal forma que las matrices de impedancia $\underline{Z}$ y admitancia $\underline{Y}$ se conviertan en matrices diagonales $\underline{Z}^m$ y $\underline{Y}^m$, respectivamente.
  Con ello, el sistema de $2n$ ecuaciones diferenciales acopladas (ecuación B.5) se convierte en n sistemas de 2 conductores, similares a los del apartado anterior. Al sistema transformado se le denomina sistema "modal", y el proceso de cálculo consiste en transfomar el sistema original a sistema modal, se resuelve en este dominio, y se vuelve a transformar en el original.
  Para análisis de transitorios en sistemas eléctricos, como los que se resuelven en el conocido software EMTP "ElectroMagnetic Transients Program", el método modal resulta muy adecuado, ya que se conoce la solución analítica para transitorios en un sistema con $n = 1$ y parámetros distribuidos.
- **Desarrollo en series, [96, página 195].** El sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias B.5, se asemeja a la representación de un sistema dinámico en variables de estado, donde la única variable independiente es la coordenada x, ya que el tiempo t desaparece al representar las variables de estado como fasores. El sistema de ecuaciones tiene una solución de la forma:

$$\frac{\mathrm{d}\underline{X}}{\mathrm{d}x} = \underline{M}\cdot\underline{X} \rightarrow \underline{X}(x) = \phi(x)\,\underline{X}(0)\,, \text{ donde } \underline{\phi}(x) = \mathrm{e}^{\underline{M}x} \tag{B.6}$$

  Para obtener la matriz de transición de estado $\underline{\phi}(x)$ se puede hacer un desarrollo en serie de $\mathrm{e}^{\underline{M}x}$:

$$e^{\underline{M}x} = I_{2n\times 2n} + \frac{x}{1!}\underline{M} + \frac{x^2}{2!}\underline{M}^2 + \frac{x^3}{3!}\underline{M}^3 + \dots \tag{B.7}$$

Con lo cual se puede obtener una aproximación de $\underline{\phi}(x)$ con error acotado. Sin embargo, dependiendo de la frecuencia máxima considerada y de la longitud de la línea, el número de términos puede ser elevado, y en ese caso otros métodos son más eficientes y versátiles.

- **Discretización.** Consiste en particionar la línea de transporte en N secciones con un modelo en π, de tal forma que se puede plantear un sistema nodal con $(N+1)\cdot n$ nudos. Así, se pueden usar los métodos de resolución de circuitos usuales.

  El número de secciones de la línea a establecer dependerá de la frecuencia de excitación, la longitud total de la línea y las posibles modificaciones locales de la línea. Este método será el utilizado aquí para resolver el problema multiconductor debido a su versatilidad.

Lo explicado hasta ahora es común a cualquier conjunto de elementos conductores, ya constituyan líneas aéreas o cableadas (subterráneas o submarinas). Lo que se muestra a continuación también es aplicable a todo tipo de líneas de transporte, sin embargo, sólo se suele aplicar a líneas cableadas, ya que existen formulaciones más sencillas para líneas aéreas.

B.1.2 Matrices primitivas

Para poder resolver las ecuaciones que determinan las tensiones y corrientes a lo largo de la línea, ecuación B.2, han de determinarse las matrices de impedancias y admitancias. Se denominan matrices primitivas a las matrices de impedancias y admitancias en las que se representan los n conductores del sistema.

Como se tendrá ocasión de comprobar en secciones posteriores, no siempre es útil ni necesario proceder a la representación completa de los n conductores. Sin embargo, ésta permite observar en detalle si todos los elementos constituyentes de las líneas de transporte están correctamente dimensionados para las corrientes y tensiones que deberán soportar a lo largo de su vida.

B.1.2.1 Matriz primitiva de impedancias

El método general utilizado para modelar la matriz de impedancias $\underline{Z}$, tanto para conductores desnudos, cables unipolares como tripolares, deriva de la definición de impedancias superficiales y de transferencia, tal y como definió *Schelkunoff* en 1934, [107]. Varios autores ya habían utilizado estos conceptos como parte de sus trabajos, pero sin generalidad, por ejemplo *Carson* en 1922 [61].

La formulación incluye el efecto piel o *skin* implícitamente, con lo cual solamente es necesario conocer la geometría y las propiedades de los materiales de los elementos para tenerlo en cuenta. Sin embargo, se desprecia la existencia de corrientes de desplazamiento, resultando válida hasta frecuencias de 1 MHz, [4] y [110, página 61]. Esto incluye prácticamente todo el margen de frecuencias necesario para el análisis de transitorios en sistemas eléctricos.

Las impedancias superficiales y de transferencia relacionan la corriente superficial en la parte externa del conductor interior y en la parte interna del conductor exterior con la caída de

tensión transversal del bucle formado. En el bucle formado se debe añadir la impedancia entre ambos conductores, que están separados por un aislante.

En la figura B.2 se muestra el esquema general de las corrientes y tensiones definidas para el problema superficial, así como la correspondencia a las usuales corrientes en conductor y tensiones referidas a tierra, [87]. En la figura se han representado los n_k conductores de un cable k con simetría axial y el conductor r correspondiente al medio conductor circundante.

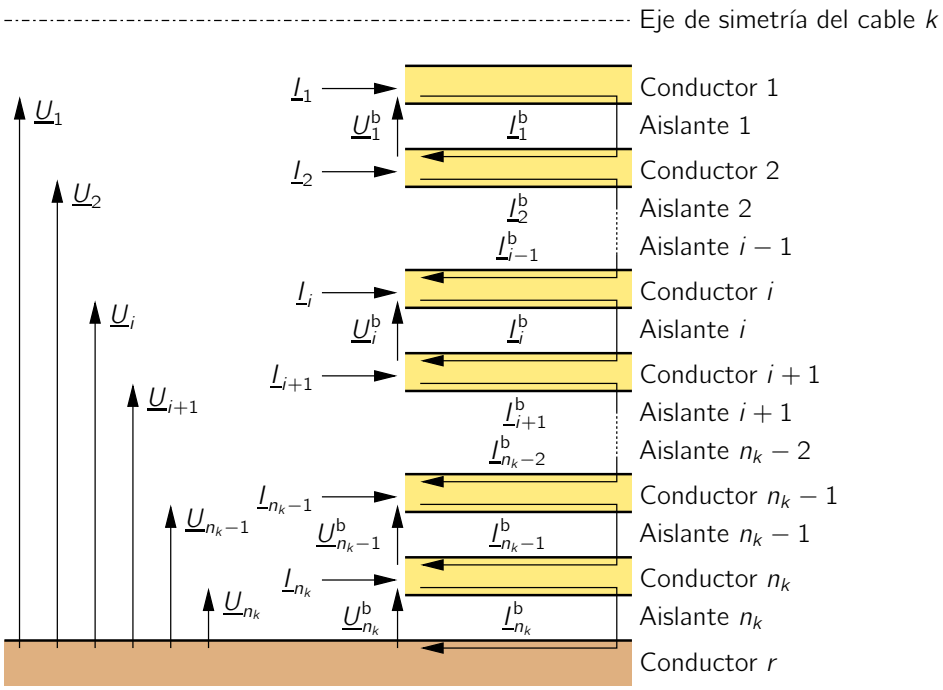


Figura B.2: Corrientes y tensiones de los bucles superficiales entre conductores de un cable k y correspondencia entre las variables de bucle, y las variables serie con referencia común

La caída de tensión entre conductores de un cable k se relaciona con las corrientes de cada bucle superficial según:

$$\begin{aligned} -\frac{\mathrm{d}\underline{U}_i^{\mathrm{b}}}{\mathrm{d}x} = &\left(-\underline{z}_i^{\text{transferencia}}\right)\cdot\underline{I}_{i-1}^{\mathrm{b}} + \ldots \\ &\ldots + \left(\underline{z}_i^{\text{externa}} + \underline{z}_i^{\text{aislante}} + \underline{z}_{i+1}^{\text{interna}}\right)\cdot\underline{I}_i^{\mathrm{b}} + \ldots \\ &\ldots + \left(-\underline{z}_{i+1}^{\text{transferencia}}\right)\cdot\underline{I}_{i+1}^{\mathrm{b}} \end{aligned} \tag{B.8}$$

Donde $i = 1, 2, \ldots, i, \ldots n_k$, y donde tensiones, corrientes e impedancias se refieren a dicho cable k. Cuando $i = 1$ aparece la corriente $\underline{I}_0^{\mathrm{b}}$ en la expresión general, pero ésta no existe, y por tanto desaparece. Lo mismo ocurre cuando $i = n_k$, ya que surge en la expresión general la corriente $\underline{I}_{n_k+1}^{\mathrm{b}}$, y ésta tampoco existe.

La aplicación de la expresión general permite construir la matriz de impedancias para cada cable k, $\underline{Z}_{\text{cable } k}^{\mathrm{b}}$, en donde las tensiones y corrientes son las de bucle, ilustradas en la figura B.2. La matriz de impedancias primitivas que resulta es:

$$\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k} = \begin{pmatrix} \underline{z}^{\mathrm{e}}_1 + \underline{z}^{\mathrm{a}}_1 + \underline{z}^{\mathrm{i}}_2 & -\underline{z}^{\mathrm{t}}_2 & 0 & 0 & 0 \\ \ddots & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{z}^{\mathrm{t}}_i & \underline{z}^{\mathrm{e}}_i + \underline{z}^{\mathrm{a}}_i + \underline{z}^{\mathrm{i}}_{i+1} & -\underline{z}^{\mathrm{t}}_{i+1} & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \ddots & \ddots \\ 0 & 0 & 0 & -\underline{z}^{\mathrm{t}}_{n_k} & \underline{z}^{\mathrm{e}}_{n_k} + \underline{z}^{\mathrm{a}}_{n_k} + \underline{z}^{\mathrm{i}}_r \end{pmatrix} \tag{B.9}$$

Donde "transferencia" se ha sustituido por "t", "externa" por "e", "interna" por "i" y "aislante" por "a". Cada una de estas impedancias se corresponden con el cable k en cuestión. La impedancia superficial interna $\underline{z}^{\text{interna}}_r$ corresponde a la impedancia propia del terreno (el conductor r en cada cable k), la cual se halla de acuerdo a las condiciones de instalación del cable, como se verá posteriormente.

Los distintos cables están acoplados entre sí a través del conductor r, que es el terreno o medio conductor circundante. Siendo m el número de cables, la matriz del circuito $\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}}$ queda:

$$\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} = \begin{pmatrix} \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } 1} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } 1,\text{cable } k} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } 1,\text{cable } m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k,\text{cable } 1} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k,\text{cable } m} \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } m,\text{cable } 1} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } m,\text{cable } k} & \cdots & \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } m} \end{pmatrix} \tag{B.10}$$

La matriz de impedancias es simétrica, en consecuencia las matrices de acoplamiento entre el cable k y el cable l cumplen que:

$$\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k,\text{cable } l} = \left(\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } l,\text{cable } k}\right)^T \tag{B.11}$$

Todos los elementos de las matrices de acoplamiento $\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k,\text{cable } l}$ son nulos excepto el elemento (n_k, n_l), donde n_k es el número de elementos conductores del cable k, y n_l es el número de elementos conductores del cable l:

$$\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{cable } k,\text{cable } l} = \begin{pmatrix} 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l} \end{pmatrix} \tag{B.12}$$

Esta impedancia corresponde con la impedancia mutua entre los conductores más externos de cada cable a través del terreno en el caso de cables unipolares, y a través de la cubierta exterior que rodea a los cables en el caso de cables tripolares.

Observando las referencias en la figura B.2, queda claro que la relación entre corrientes y tensiones de bucle (aquellas con el superíndice "b") para cada cable k, y las corrientes y tensiones serie de cada conductor (sin superíndice) es:

$$\begin{aligned} \underline{I}_i &= \underline{I}^{\mathrm{b}}_i - \underline{I}^{\mathrm{b}}_{i-1} \\ \underline{U}^{\mathrm{b}}_i &= \underline{U}_i - \underline{U}_{i+1} \end{aligned} \tag{B.13}$$

Donde $i = 1, 2, ..., i, ...n_k$. Cuando $i = 1$ e $i = n_k$, la corriente $\underline{I}_0^{\mathrm{b}}$ y tensión $\underline{U}_{n_k+1}$ respectivamente, no existen, y por tanto desaparecen de las expresiones. En forma matricial, las relaciones para cada cable resultan:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_{n_k-1} \\ \underline{I}_{n_k} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{I}_1^{\mathrm{b}} \\ \underline{I}_2^{\mathrm{b}} \\ \vdots \\ \underline{I}_i^{\mathrm{b}} \\ \vdots \\ \underline{I}_{n_k-1}^{\mathrm{b}} \\ \underline{I}_{n_k}^{\mathrm{b}} \end{pmatrix} \quad \Longrightarrow \quad \underline{I} = A \cdot \underline{I}^{\mathrm{b}}$$

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1^{\mathrm{b}} \\ \underline{U}_2^{\mathrm{b}} \\ \vdots \\ \underline{U}_i^{\mathrm{b}} \\ \vdots \\ \underline{U}_{n_k-1}^{\mathrm{b}} \\ \underline{U}_{n_k}^{\mathrm{b}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_{n_k-1} \\ \underline{U}_{n_k} \end{pmatrix} \quad \Longrightarrow \quad \underline{U}^{\mathrm{b}} = A^T \cdot \underline{U} \tag{B.14}$$

A partir de estas relaciones entre tensiones y corrientes de bucle de cada cable k y los homólogos serie, se puede construir la matriz A_{circuito} que relaciona todas las tensiones y corrientes de bucle del circuito con las tensiones y corrientes serie. Ésta está compuesta por matrices A_k, que pueden o no ser iguales, dependiendo del número de conductores n_k de cada cable k:

$$A_{\text{circuito}} = \begin{pmatrix} A_1 & \dots & 0_{n_1 \times n_k} & \dots & 0_{n_1 \times n_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{n_k \times n_1} & \dots & A_k & \dots & 0_{n_k \times n_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{n_m \times n_1} & \dots & 0_{n_m \times n_k} & \dots & A_m \end{pmatrix}, \text{ donde } (A_k)_{n_k \times n_k} \tag{B.15}$$

A partir de A_{circuito} se puede transformar la matriz $\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}}$ en $\underline{Z}_{\text{circuito}}$, de acuerdo a las relaciones antes halladas:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}\underline{U}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}}}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} \cdot \underline{I}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} \\ A^T_{\text{circuito}} \frac{\mathrm{d}\underline{U}_{\text{circuito}}}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} \cdot A^{-1}_{\text{circuito}} \cdot \underline{I}_{\text{circuito}} \\ \frac{\mathrm{d}\underline{U}_{\text{circuito}}}{\mathrm{d}x} &= -A^{-T} \cdot \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} \cdot A^{-1}_{\text{circuito}} \cdot \underline{I}_{\text{circuito}} \\ \underline{Z}_{\text{circuito}} &= A^{-T}_{\text{circuito}} \cdot \underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\text{circuito}} \cdot A^{-1}_{\text{circuito}} \end{aligned} \tag{B.16}$$

Cada una de las impedancias que se han mostrado se calculan según geometría y materiales utilizados. Además, pueden utilizarse expresiones simplificadas cuando se cumplen ciertas hipótesis. A continuación se detallan dichos términos según el caso.

Impedancia $\underline{z}_i^{\text{aislante}}$ Es la impedancia mutua entre conductores, se le asigna el superíndice "aislante" por coincidir sus variables con las del aislante i, [87]. Así, el aislante i tiene un diámetro interior es D_i, diámetro exterior D_e y permeabilidad magnética relativa μ_r:

$$\underline{z}_i^{\text{aislante}} = j\frac{\omega\mu_o\mu_r}{2\pi}\ln\frac{D_\text{e}}{D_\text{i}} \tag{B.17}$$

Si existen dos conductores en contacto continuo, sin aislamiento entre ellos, la expresión sigue siendo válida, siendo el resultado nulo.

Impedancias $\underline{z}_i^{\text{interna}}$, $\underline{z}_i^{\text{transferencia}}$ y $\underline{z}_i^{\text{externa}}$ Son las impedancias superficiales y de transferencia para cada conductor i. Según sean las particularidades del conductor i, se deben aplicar diferentes expresiones:

- **Conductor homogéneo tubular.** Se refiere a un conductor tubular de diámetro interior D_i y diámetro exterior D_e, cuyo espesor es no despreciable, [107, 15, 4, 48]. Además el material tiene una resistividad ρ y una permeabilidad magnética relativa μ_r:

$$\begin{aligned}
\underline{z}_i^{\text{interna}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D_\text{i} H}\left[I_0\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)K_1\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)+K_0\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)I_1\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)\right]\\
\underline{z}_i^{\text{externa}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D_\text{e} H}\left[I_0\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)K_1\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)+K_0\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)I_1\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)\right]\\
\underline{z}_i^{\text{transferencia}} &= \frac{2\rho}{\pi D_\text{i} D_\text{e} H}
\end{aligned} \tag{B.18}$$

  Donde:

$$\begin{aligned}
H &= I_1\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)K_1\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)-I_1\left(\frac{\sigma D_\text{i}}{2}\right)K_1\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)\\
\sigma &= \sqrt{j\frac{\omega\mu_o\mu_r}{\rho}}
\end{aligned} \tag{B.19}$$

  Y donde $I_0(x)$ y $I_1(x)$ son las funciones de Bessel modificadas de primera especie de orden 0 y 1, y $K_0(x)$ y $K_1(x)$ son las funciones de Bessel modificadas de segunda especie de orden 0 y 1. En las expresiones que siguen, se utilizarán estas últimas variables con frecuencia.

- **Conductor tubular espesor pequeño.** Se refiere a un conductor tubular cuyo espesor $t = \frac{D_\text{e}-D_\text{i}}{2}$ es bastante menor que cualquiera de los diámetros interior D_i y exterior D_e, [15]. El material tiene una resistividad ρ y una permeabilidad magnética relativa μ_r. Siendo $D = \frac{D_\text{e}+D_\text{i}}{2}$ el diámetro medio, las expresiones para un conductor tubular de pequeño grosor son:

$$\begin{aligned}
\underline{z}_i^{\text{interna}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D}\coth(\sigma t)\\
\underline{z}_i^{\text{externa}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D}\coth(\sigma t)\\
\underline{z}_i^{\text{transferencia}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D}\frac{1}{\sinh(\sigma t)}
\end{aligned} \tag{B.20}$$

- **Conductor homogéneo tubular de espesor muy pequeño.** Se refiere a un conductor de espesor muy pequeño, $t \ll \frac{1}{|\sigma|}$, cuyo diámetro medio es D, resistividad ρ y

permeabilidad magnética relativa μ_r, [15]:

$$\begin{aligned} \underline{z}_i^{\text{interna}} &= \frac{\rho}{\pi D t} \\ \underline{z}_i^{\text{externa}} &= \frac{\rho}{\pi D t} \\ \underline{z}_i^{\text{transferencia}} &= \frac{\rho}{\pi D t} \end{aligned} \tag{B.21}$$

Obsérvese que el resultado coincide con la resistencia en corriente continua.

- **Conductor homogéneo lleno.** Se refiere a un conductor relleno, que sólo podría darse el caso para el conductor más interior de un cable. El diámetro exterior del conductor es D_e, y el material tiene una resistividad ρ y una permeabilidad magnética relativa μ_r. Las expresiones se obtienen a partir de aquellas para un conductor tubular cuando $D_\text{i} \to 0$, [15]:

$$\begin{aligned} \underline{z}_i^{\text{interna}} &= 0 \\ \underline{z}_i^{\text{externa}} &= \frac{\rho\sigma}{\pi D_\text{e}} \frac{I_0\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)}{I_1\left(\frac{\sigma D_\text{e}}{2}\right)} \\ \underline{z}_i^{\text{transferencia}} &= 0 \end{aligned} \tag{B.22}$$

  Obsérvese que la parte real de $\underline{z}_i^{\text{externa}}$ coincide con la resistencia del conductor en corriente alterna, incluyéndose el efecto piel o *skin*.

- **Correcciones para conductores no homogéneos.** Todas las expresiones utilizadas hasta ahora asumen que el conductor es homogéneo. Sin embargo, en la mayoría de casos los conductores se componen de alambres o cintas, que además no son paralelos, ya que siguen trayectorias helicoidales.

  Ambos fenómenos se pueden tener parcialmente en cuenta modificando ciertas variables de entrada en las expresiones para un conductor homogéneo.

  - Si el grado de compacidad de la capa es alta, factor de relleno mayor que 0.80, se debe modificar la resistividad ρ, conservando los valores originales de los diámetros interior y exterior. La resistividad corregida $\rho_{\text{corregida}}$ se halla dividiendo la resistividad original ρ entre el factor de relleno f_{relleno} y el coseno del ángulo de paso de la hélice δ (ángulo entre el eje axial y la trayectoria del alambre):

$$\rho_{\text{corregida}} = \rho \frac{1}{f_{\text{relleno}}} \frac{1}{\cos\delta} \tag{B.23}$$

  - Si el grado de compacidad de la capa es bajo y el espesor de la capa muy pequeño, como ocurre en las pantallas de alambres de cobre, el espesor t a utilizar deberá ser:

$$t_{\text{corregido}} = \frac{A_{\text{total alambres}}}{\pi D} \tag{B.24}$$

    En donde D es el diámetro medio. Además, se modifica la resistividad ρ para tener en cuenta el efecto helicoidal de la trayectoria:

$$\rho_{\text{corregida}} = \rho \frac{1}{\cos\delta} \tag{B.25}$$

- **Alambres dispuestos helicoidalmente de material magnético.** Se refiere a armaduras de acero con permeabilidad relativa apreciable (aceros de bajo contenido en carbono y no aleados).

Se utilizan las expresiones para conductores tubulares de espesor pequeño, pero modificadas para utilizar las variables de entrada que son usadas en la definición de las armaduras, [15]. Siendo n el número de alambres, A el área de cada alambre, t el espesor de los alambres, y δ el ángulo de paso de la hélice (medida con respecto al eje axial):

$$\begin{aligned} \underline{z}_i^{\text{interna}} &= \frac{\rho\sigma t}{nA\cos\delta}\coth(\sigma t) \\ \underline{z}_i^{\text{externa}} &= \frac{\rho\sigma t}{nA\cos\delta}\coth(\sigma t) \\ \underline{z}_i^{\text{transferencia}} &= \frac{\rho\sigma t}{nA\cos\delta}\frac{1}{\sinh(\sigma t)} \end{aligned} \tag{B.26}$$

Para el cálculo de σ, se ha de utilizar una permeabilidad magnética relativa calculada en base a geometría y propiedades del material. Debido a la anisotropía de la permeabilidad magnética en los alambres de acero, y a las pérdidas no despreciables por histéresis y corrientes parásitas, se debe definir ésta como un tensor (anisotropía) con valores complejos (pérdidas).

La permeabilidad de un material anisótropo y homogéneo en una dirección dada $\overrightarrow{n}$, resulta compleja cuando la intensidad de campo magnético $\overrightarrow{H}$, proyectada en dicha dirección y cuyo módulo es variable en el tiempo de forma sinusoidal, provoca que el campo magnético $\overrightarrow{B}$ quede retrasado un ángulo β con respecto a éste:

$$\underline{\mu}_n = \frac{\overrightarrow{B(t)}\cdot\overrightarrow{n}}{\overrightarrow{H(t)}\cdot\overrightarrow{n}} = \frac{\left(\overrightarrow{B}e^{j(\omega t-\beta)}\right)\cdot\overrightarrow{n}}{\left(\overrightarrow{H}e^{j\omega t}\right)\cdot\overrightarrow{n}} = \frac{B_n}{H_n}e^{-j\beta} = \mu_o\left|\underline{\mu}_{rn}\right|e^{-j\beta} = \mu_o\underline{\mu}_{rn} \tag{B.27}$$

Debido a que el campo magnético $\overrightarrow{B}$ predominante es circunferencial respecto al eje del cable, el problema es bidimensional. Los alambres utilizados tienen normalmente secciones redondas o rectangulares. En ambos casos, se puede medir en laboratorio la permeabilidad relativa en la dirección longitudinal $\underline{\mu}_{rl}$, y en la dirección transversal $\underline{\mu}_{rt}$, este último para diferentes distancias de separación entre alambres, ver figura B.3.

Las direcciones principales de la permeabilidad son conocidas, y coindicen con las direcciones longitudinal y transversal de los alambres. Para hallar la permeabilidad relativa en cualquier sistema de referencia, en este caso en el sistema $x-y$, basta con realizar la transformación del tensor definido para las direcciones principales $l-t$ según:

$$\begin{aligned} \overleftrightarrow{\mu}_r &= \begin{pmatrix} \cos\alpha & \sin\alpha \\ -\sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix}\begin{pmatrix} \underline{\mu}_{rl} & 0 \\ 0 & \underline{\mu}_{rl} \end{pmatrix}\begin{pmatrix} \cos\alpha & \sin\alpha \\ -\sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix}^T \\ \overleftrightarrow{\mu}_r &= \begin{pmatrix} \underline{\mu}_{rl}\cos^2\alpha + \underline{\mu}_{rt}\sin^2\alpha & \left(-\underline{\mu}_{rl}+\underline{\mu}_{rt}\right)\cos\alpha\sin\alpha \\ \left(-\underline{\mu}_{rl}+\underline{\mu}_{rt}\right)\cos\alpha\sin\alpha & \underline{\mu}_{rl}\sin^2\alpha + \underline{\mu}_{rt}\cos^2\alpha \end{pmatrix} \end{aligned} \tag{B.28}$$

En la figura se observa que la permeabilidad relativa que se requiere para la expresión de σ es la componente y del sistema de referencia del cable. La permeabilidad relativa de un alambre en esta dirección es:

$$\begin{aligned} \underline{\mu}_{ry}^{\text{alambre}} &= \underline{\mu}_{rl}^{\text{alambre}}\sin^2\delta + \underline{\mu}_{rt}^{\text{alambre}}\cos^2\delta \\ \underline{\mu}_{ry}^{\text{alambre}} &= \left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{alambre}}\right|e^{-j\beta_l}\sin^2\delta + \left|\underline{\mu}_{rt}^{\text{alambre}}\right|e^{-j\beta_r}\cos^2\delta \end{aligned} \tag{B.29}$$

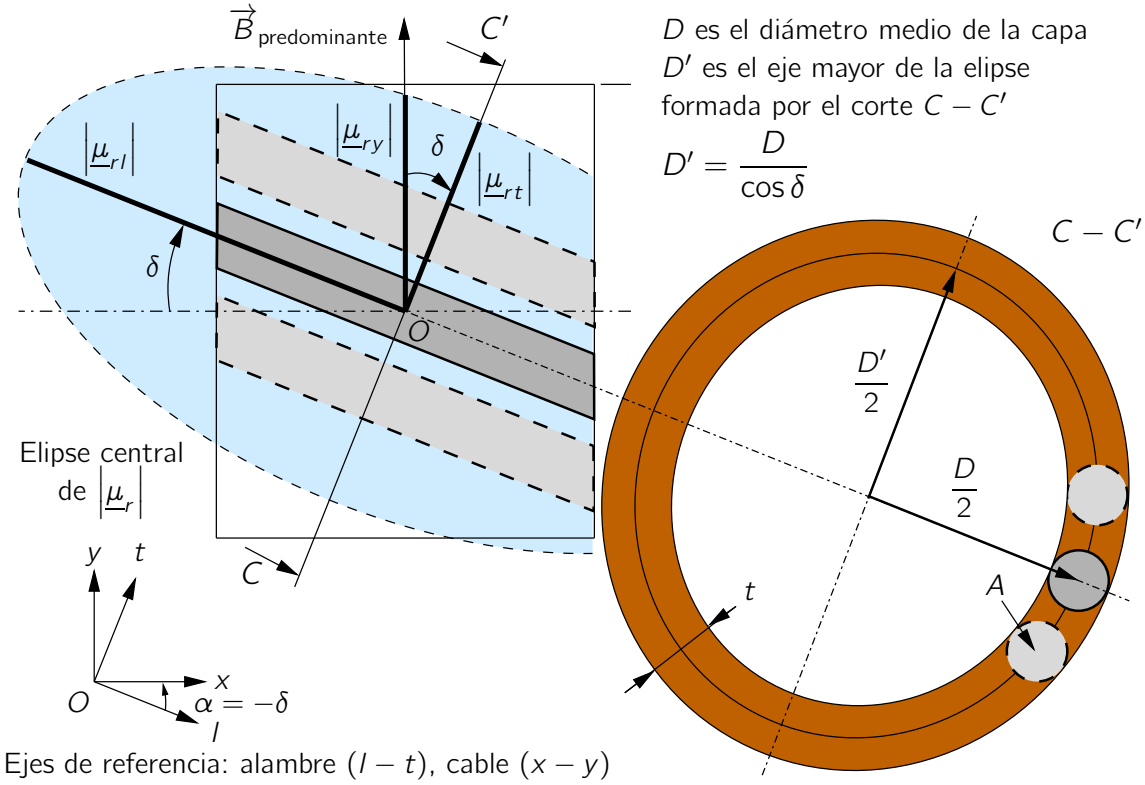


Figura B.3: Capa conductora de alambres de material magnético

Los valores de las componentes $\underline{\mu}_{rl}$ y $\underline{\mu}_{rt}$, que se obtienen experimentalmente, pueden verse en [15]. Éste muestra valores para alambres de acero galvanizado de sección redonda, diferentes diámetros y diferentes intensidades de campo magnético, para frecuencia industrial. Las bandas de valores son: desde $|\underline{\mu}_{rl}| = 400$ (diámetro 5.0 mm) hasta $|\underline{\mu}_{rl}| = 700$ (diámetro 2.5 mm), desde $\beta_l = 25°$ (diámetro 2.5 mm) hasta $\beta_l = 55°$ (diámetro 5.0 mm), desde $|\underline{\mu}_{rt}| = 1$ (sin contacto) hasta $|\underline{\mu}_{rt}| = 10$ (en contacto), y β_t es despreciable.

La permeabilidad relativa longitudinal del conjunto de alambres (capa) debe ser aquella que pondera el área total de alambres presentes en la capa (nA) y el área total de la capa (A_{capa}):

$$A_{\text{capa}} \left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{capa}}\right| = nA \left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{alambre}}\right| \tag{B.30}$$

El área de la capa equivale a la diferencia entre el área de la elipse de eje menor $D + t$ y eje mayor $D' + t$ y el área de la elipse de eje menor $D - t$ y eje mayor $D' - t$, ver figura B.3. Con ello se obtiene que:

$$A_{\text{capa}} = \frac{\pi D t}{2} \frac{\cos\delta + 1}{\cos\delta} \approx \frac{\pi D t}{\cos\delta} \tag{B.31}$$

Con un un error acotado al 10 % cuando $\delta < 45°$. Con todo ello:

$$\left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{capa}}\right| = \frac{nA\cos\delta}{\pi D t} \left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{alambre}}\right| \tag{B.32}$$

Y por tanto, la permeabilidad relativa a utilizar definitivamente es:

$$\underline{\mu}_{ry}^{\text{capa}} = \frac{nA\cos\delta}{\pi Dt}\left|\underline{\mu}_{rl}^{\text{alambre}}\right| e^{-j\beta_l}\sin^2\delta + \left|\underline{\mu}_{rt}^{\text{alambre}}\right|\cos^2\delta \tag{B.33}$$

Donde recuérdese que n es el número de alambres y A es el área de cada alambre.

Impedancias $\underline{z}_r^{\text{interna}}$ y $\underline{z}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}}$ Son las impedancias propia y mutua del retorno por el conductor más externo r, es decir, el medio conductor circundante. La determinación de estas impedancias depende de la posición relativa entre los cables coaxiales, si existen cubiertas conductoras comunes o no, las condiciones del terreno y el tipo de estudio a realizar (tabla B.1).

Las hipótesis establecidas en los modelos se pueden evaluar a través de la determinación de la profundidad de penetración de la corriente δ. La densidad de corriente J en una placa plana conductura de espesor infinito, cuya densidad de corriente superficial es $J_{\text{superficie}}$, a una profundidad z es:

$$J = J_{\text{superficie}} e^{-\frac{z}{\delta}} \tag{B.34}$$

Donde δ es:

$$\delta = \left|\sqrt{\frac{\rho}{j\omega\mu_o\mu_r}}\right| = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_o\mu_r}} \tag{B.35}$$

Por tanto, la profundidad de penetración de la corriente δ indica la profundidad en la cual la densidad de corriente se ha reducido al 37 % ($\frac{1}{e}100\,\%$) con respecto $J_{\text{superficie}}$. Un valor de 3δ indica la profundidad en la cual la densidad de corriente se ha reducido al 2 % de la densidad de corriente superficial.

La penetración δ varía con la resistividad y permeabilidad relativa del conductor, y con la frecuencia de las corrientes consideradas. Un valor de δ muy pequeño con respecto al espesor de un conductor dado implica la concentración de la corriente en una de sus superficies, dependiendo del sentido relativo de las corrientes. Si δ es bastante mayor que dicho espesor, la corriente se reparte más o menos uniformemente en toda la capa. Cuanto mayor sea δ en un conductor dado, mayor importancia tienen las capas exteriores a éste.

Existen multitud de modelos, aquí se expondrán los casos más significativos. En la siguiente lista se resumen los que serán expuestos seguidamente:

- **Modelo de Carson, [17, 87].** Para el caso en el que los cables están todos por encima del terreno, en el aire (medio no conductor), siendo el terreno un conductor semi-infinito de resistividad dada. Es muy conocido por ser el utilizado para líneas aéreas, y por ser el primero que toma un modelo del terreno realista.
- **Modelo de Pollaczek, [87].** Para el caso en el que los cables están todos dispuestos en el interior del terreno, considerado éste semi-infinito y de resistividad dada.
- **Modelo de Pollaczek mixto, [43, página 5-16].** Para el caso en el que algunos cables están encima del terreno y otros por debajo. Se aplican los modelos correspondientes para las impedancias propias de cada cable (*Carson* o *Pollaczek*), y para las impedancias mutuas se utiliza este modelo.

- **Modelo de Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan, [15], [110, página 50] y [43, página 5-16]** Válido si los cables están todos inmersos en un medio conductor de resistividad dada, y se puede considerar que éste es infinito, es decir, el diámetro externo tiende a infinito. Esta condición se da si la profundidad de penetración de corriente δ es bastante menor que la profundidad de enterramiento de los cables, suele ser el caso de cables submarinos para cierto margen de frecuencias.

- **Modelo de Brown-Rocamora, [48, página 153] y [43, página 5-17].** Para el caso en el que los cables están dentro de una cubierta común conductiva, como ocurre en cables tripolares con armadura o cables en canalizaciones metálicas. Este modelo desprecia el retorno por el medio circundante, y considera que sólo retorna por la cubierta común. Es válido si la profundidad de penetración de la corriente es menor que el espesor de la cubierta común.

- **Modelo de Brown-Rocamora-Ametani, [4] y [43, página 5-21].** Ampliación del modelo *Brown-Rocamora* en el que se incorpora el terreno. Si la rofundidad de penetración δ es parecida o mayor que el espesor de la cubierta común, no se puede ignorar la presencia del terreno.

Los modelos mostrados incluyen prácticamente todos los casos posibles de retorno de corriente. Las únicas ausencias en esta lista son los modelos multicapa [43, página 4-4], en los que el terreno se divide en capas de diferente resistividad, pero pueden ser aplicados sólo si se conoce la estratificación del terreno.

- **Cables en medio no conductor y retorno por terreno semi-infinito. Modelo de Carson.** Este modelo se basa en suponer que el conductor está situado en un medio no conductor, el aire en la gran mayoría de ocasiones, y el conductor r, que se corresponde con el terreno, se supone un conductor semi-infinito y de resistividad ρ homogénea, ver figura B.4.

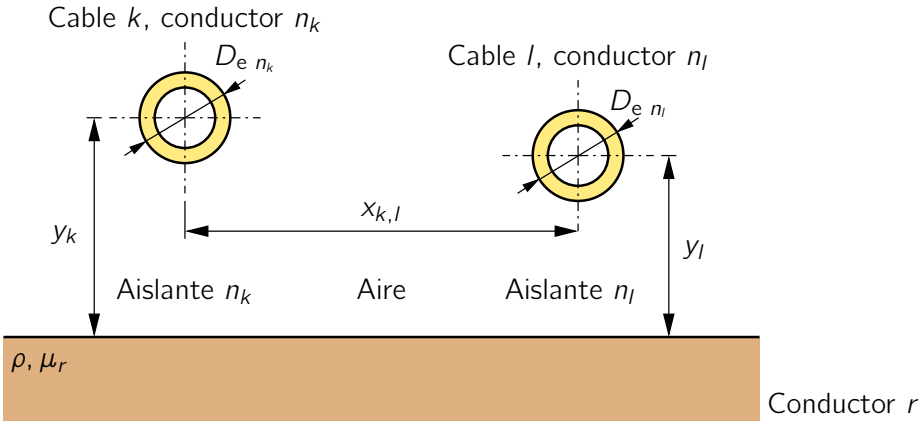


Figura B.4: Descripción geométrica del modelo de *Carson*

En la matriz $\underline{Z}^{\mathrm{b}}_{\mathrm{cable}\ k}$ de cada cable se debe insertar la correspondiente $\underline{z}_r^{\mathrm{interna}}$ para dicho cable (ecuación B.9). Según el modelo de *Carson*:

$$\underline{z}_r^{\mathrm{interna}}\,|_{\mathrm{cable}\ k} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[\ln\frac{2y_k}{\frac{D_{e\ n_k}}{2}} + 2\int_0^{\infty}\frac{\mathrm{e}^{-2y_k\lambda}}{\lambda+\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}\mathrm{d}\lambda\right] \qquad \text{(B.36)}$$

La impedancia mutua $\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l}$ aparece en las matrices de acoplamiento entre los cables k y l (ecuación B.12). Según el modelo de *Carson*:

$$\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[\ln\frac{\sqrt{(y_k+y_l)^2+x_{k,l}^2}}{\sqrt{(y_k-y_l)^2+x_{k,l}^2}} + 2\int_0^\infty \frac{\mathrm{e}^{-(y_k+y_l)\lambda}}{\lambda+\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}\cos(x_{k,l}\lambda)\,\mathrm{d}\lambda\right] \tag{B.37}$$

Las integrales impropias se resuelven más fácilmente si previamente se les hace el cambio de variable $\lambda = \tan\theta$, convirtiéndose así en integrales con límites de integración finitos $\theta \in \left[0, \frac{\pi}{2}\right]$. El método de resolución más adecuado en términos de eficiencia y error, dado el comportamiento oscilatorio del integrando, es mediante la cuadratura adaptativa *Gauss-Kronrod*, implementada en MATLAB® por la función `quadgk`, ver [87].

Para ciertos rangos de frecuencias se puede utilizar la solución de la integral en series, que resultan útiles para el cálculo a mano, [43, página 4-7]. Si las integrales se suponen nulas, el valor de las impedancias obtenidas son las correspondientes a un terreno de resistividad nula, [17].

- **Cables en medio conductor y retorno por terreno semi-infinito. Modelo de Pollaczek.** Este modelo se basa en suponer que el conductor está situado dentro del medio conductor, r, es decir, inmerso en un terreno supuesto conductor semi-infinito y de resistividad ρ homogénea, ver figura B.5.

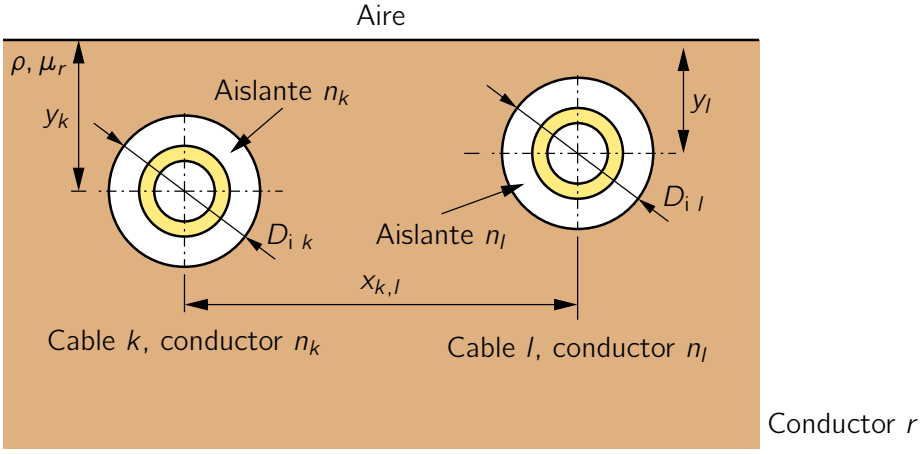


Figura B.5: Descripción geométrica del modelo de *Pollaczek*

En la matriz $\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{cable } k}$ de cada cable se debe insertar la correspondiente $\underline{z}^{\text{interna}}_{r}$ para dicho cable (ecuación B.9). Según el modelo de *Pollaczek*:

$$\underline{z}^{\text{interna}}_{r}\,|_{\text{cable } k} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[K_0\left(\frac{\sigma D_{\text{i}\,k}}{2}\right) - K_0\left(\sigma\sqrt{(2y_k)^2+D_{\text{i}\,k}^2}\right) + \ldots \right.$$
$$\left. \ldots + 2\int_0^\infty \frac{\mathrm{e}^{-2y_k\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}}{\lambda+\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}\cos\left(\frac{D_{\text{i}\,k}}{2}\lambda\right)\mathrm{d}\lambda\right] \tag{B.38}$$

La impedancia mutua $\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l}$ que aparece en las matrices de acoplamiento entre los cables k y l (ecuación B.12) es según el modelo de *Pollaczek*:

$$\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[K_0\left(\sigma\sqrt{(y_k-y_l)^2+x_{k,l}^2}\right) - K_0\left(\sigma\sqrt{(y_k+y_l)^2+x_{k,l}^2}\right) + \ldots \right.$$
$$\left. \ldots + 2\int_0^\infty \frac{\mathrm{e}^{-(y_k+y_l)\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}}{\lambda+\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}\cos\left(x_{k,l}\lambda\right)\mathrm{d}\lambda\right] \tag{B.39}$$

Donde las integrales se pueden resolver con la misma metodología que con el modelo de *Carson*. De igual manera, si las integrales se suponen nulas, se está suponiendo un terreno de resistividad nula.

- **Cables en medio conductor acoplados con cables en medio no conductor y retorno por terreno semi-infinito. Modelo de Pollaczek mixto.** Se refiere a cables que estando unos en medio no conductor (aire) y otros en medio conductor (terreno), se les supone acoplados. Este caso se puede dar cuando líneas subterráneas o conductos de fluidos comparten corredor con líneas aéreas.

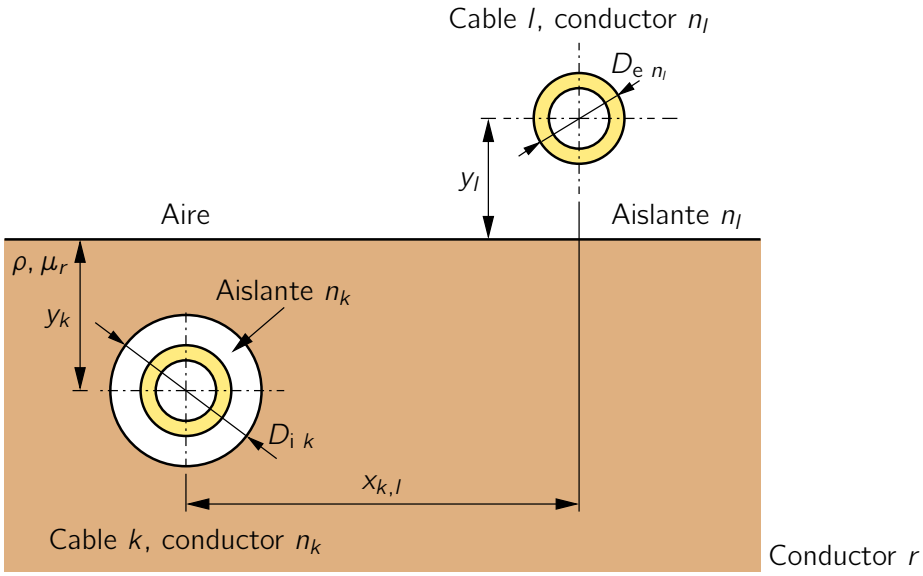


Figura B.6: Descripción geométrica del modelo de *Pollaczek* mixto

Para el cálculo de $\underline{z}_r^{\text{interna}}\,|_{\text{cable } k}$ se aplica el modelo correspondiente de *Carson* o *Pollaczek*. Para el cálculo de la impedancia mutua, si los dos cables considerados están en un mismo medio, se aplican las expresiones de la $\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l}$ de los modelos de *Carson* o *Pollaczek*.

Sin embargo, si los cables considerados se encuentran en diferente medio, para el cálculo de la impedancia mutua hay que recurrir a la siguiente expresión:

$$\underline{z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[2\int_0^\infty \frac{\mathrm{e}^{-y_k\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}-y_l\lambda}}{\lambda+\sqrt{\lambda^2+\sigma^2}}\cos\left(x_{k,l}\lambda\right)\mathrm{d}\lambda\right] \tag{B.40}$$

Donde se ha supuesto que el conductor n_k es el que está en el medio conductor (terreno), y el conductor n_l está en el medio no conductor (aire), ver figura B.6. La integral puede resolverse numéricamente realizando el mismo cambio de variable que en los modelos de *Carson* y *Pollaczek*.

- **Cables en medio conductor y retorno por terreno infinito. Modelo de Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan.** Se refiere a conductores inmersos en un terreno cuya profundidad de penetración de corriente δ es bastante menor que la profundidad de enterramiento.

  Esto sucede en terrenos o medios que tienen una resistividad muy baja ($< 0{,}1\ \Omega$m), como puede ser el medio submarino, incluso aunque estén los cables enterrados. Por ejemplo, para $\rho = 0{,}1\ \Omega$m y frecuencia industrial, la profundidad de penetración de corriente en el terreno es de $\delta = 23$ m. Estando los cables a una mayor profundidad bajo el nivel del mar que δ, la hipótesis es válida y se puede aplicar el modelo. Ver figura B.7.

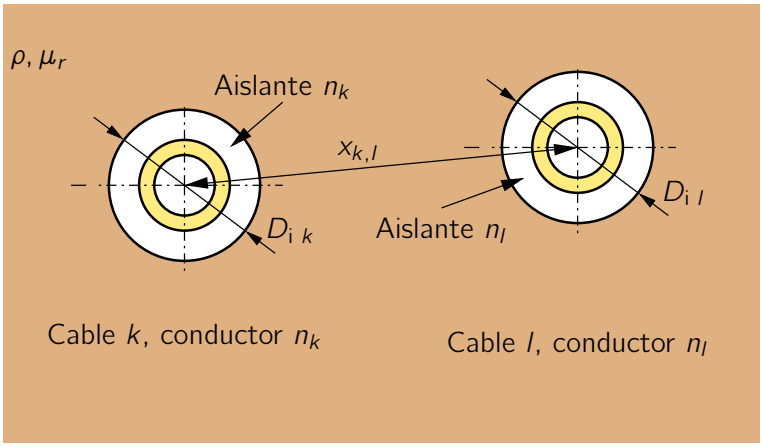


Figura B.7: Descripción geométrica del modelo de *Bianchi-Luoni-Srivallipuranandan*

La impedancia $\underline{z}_r^{\text{interna}}\,|_{\text{cable } k}$ es una reducción de la expresión de $\underline{z}_i^{\text{interna}}$ para conductores tubulares en los que se hace que $D_e \to \infty$:

$$\underline{z}_r^{\text{interna}}\,|_{\text{cable } k} = \frac{\rho\sigma}{\pi D_{ik}} \frac{K_0\left(\frac{\sigma D_{ik}}{2}\right)}{K_1\left(\frac{\sigma D_{ik}}{2}\right)} \tag{B.41}$$

La impedancia mutua $\underline{z}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}}$ entre los conductores más externos de los cables viene dado por la siguiente expresión:

$$\underline{z}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}} = \frac{\rho}{2\pi D_{i\,k} D_{i\,l}} \frac{K_0\left(\sigma x_{k,l}\right)}{K_1\left(\frac{\sigma D_{i\,k}}{2}\right) K_1\left(\frac{\sigma D_{i\,l}}{2}\right)} \tag{B.42}$$

- **Cables en el interior de una cubierta conductora con retorno exclusivo. Modelo de Brown-Rocamora.** Se refiere a cables que están situados en el interior de una cubierta conductora común de espesor t y diámetro medio D, ignorando el medio circundante. Esta problema corresponde al de cables entubados en una misma conducción metálica, tipo canalización, armadura o cubierta en cables tripolares, en donde se ignora el retorno por el terreno. La geometría del problema se puede ver en la figura B.8.

  Este modelo supone que el tubo o cubierta conductora, que se denominará conductor s, es el único retorno de corriente, ignorando el terreno circundante r. Esto es más o menos admisible dependiendo del espectro de frecuencias de las corrientes, del espesor de la cubierta y del material de la misma. La idoneidad de la hipótesis puede ser evaluada a través de la determinación de la profundidad de penetración de corriente.

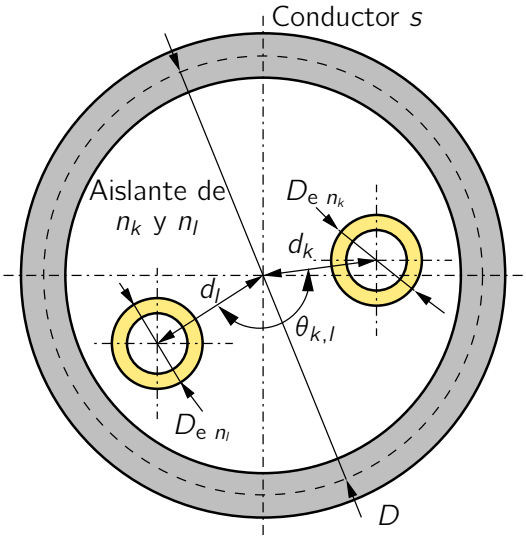


Figura B.8: Descripción geométrica del modelo de *Brown-Rocamora*

Si p es menor que el grosor t de la cubierta común, la corriente queda confinada en ésta y puede ignorarse el efecto del terreno. A título de ejemplo, para una armadura del tipo analizada anteriormente, la profundidad de penetración es de $p = 6$ mm ($\rho = 17 \cdot 10^{-8}$ Ωm, $f = 50$ Hz, $\mu_r = 20$). Si la armadura tiene un espesor del orden de magnitud de este valor, y el margen de frecuencias a estudiar es mayor o igual a la frecuencia industrial, puede ignorarse el terreno. Cuando se estudian fenómenos tales como la ferrorresonancia, ver tabla B.1, el terreno no puede ser omitido.

El modelo de *Brown-Rocamora* redefine $\underline{z}_{n_k}^{\text{aislante}}$, es decir, redefine la impedancia mutua entre última cubierta de cada cable coaxial y la cubierta conductora común (ecuación B.9). Debido a que la disposición de los cables puede no ser simétrica respecto a la cubierta, cada cable individual tiene su propia $\underline{z}_{n_k}^{\text{aislante}}|_{\text{cable } k}$:

$$\underline{z}_{n_k}^{\text{aislante}}|_{\text{cable } k} = j\frac{\omega\mu_o\mu_r}{2\pi}\ln\left(\frac{D}{D_{e\ n_k}} - \frac{4d_k^2}{D_{e\ n_k}D}\right) \tag{B.43}$$

En la matriz $\underline{Z}_{\text{cable } k}^{\text{b}}$ de cada cable k se debe insertar la correspondiente $\underline{z}_r^{\text{interna}}$ (ecuación B.9), que ahora se ha renombrado como $\underline{z}_s^{\text{interna}}$. Según este modelo:

$$\underline{z}_s^{\text{interna}}|_{\text{cable } k} = j\frac{\omega\mu_o\mu_r}{2\pi}\left[\frac{K_0\left(\frac{\sigma D}{2}\right)}{\frac{\sigma D}{2}K_1\left(\frac{\sigma D}{2}\right)} + \ldots \right.$$
$$\left. \ldots + 2\sum_{h=1}^{\infty}\left(\frac{2d_k}{D}\right)^{2h}\frac{K_h\left(\frac{\sigma D}{2}\right)}{h\mu_r K_h\left(\frac{\sigma D}{2}\right) - \frac{\sigma D}{2}K_h'\left(\frac{\sigma D}{2}\right)}\right] \tag{B.44}$$

Donde los términos $K_h(x)$ son funciones de Bessel modificadas de segunda especie de orden h, y $K_h'(x)$ es la primera derivada.

La impedancia mutua $\underline{z}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}}$ que aparece en las matrices de acoplamiento entre los cables k y l (ecuación B.12) es según el modelo de *Brown-Rocamora*:

$$\underline{Z}^{\text{mutua}}_{n_k,n_l} = j\frac{\omega\mu_o}{2\pi}\left[\ln\frac{D}{2\sqrt{d_k^2+d_l^2-2d_kd_l\cos\theta_{k,l}}} + \frac{\mu_r K_0\left(\frac{\sigma D}{2}\right)}{\frac{\sigma D}{2}K_1\left(\frac{\sigma D}{2}\right)} + \ldots \right.$$
$$\left. \ldots + \sum_{h=1}^{\infty}\left(\frac{4d_kd_l}{D^2}\right)^h\left(\frac{2\mu_r K_h\left(\frac{\sigma D}{2}\right)}{h\mu_r K_h\left(\frac{\sigma D}{2}\right) - \frac{\sigma D}{2}K_h'\left(\frac{\sigma D}{2}\right)} - \frac{1}{h}\right)\cos\left(h\theta_{k,l}\right)\right] \tag{B.45}$$

- **Cables en el interior de una cubierta conductora con retorno por terreno. Modelo de Brown-Rocamora-Ametani.** Este modelo es similar al modelo *Brown-Rocamora*, excepto que se incorpora el medio circundante al sistema. Las razones por las que incorporar el terreno al sistema ya fueron dadas en la descripción del modelo anterior.

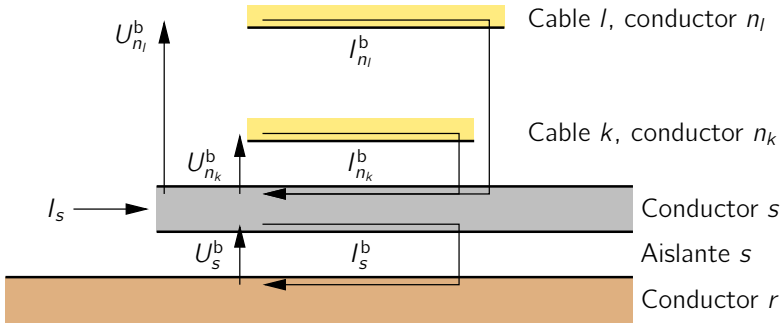


Figura B.9: Descripción geométrica del modelo de *Brown-Rocamora-Ametani*

Se parte de la matriz de impedancias para el modelo *Brown-Rocamora*, que se denominará $\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{circuito BR}}$. La cubierta común es ahora generadora de un nuevo bucle de corriente que termina en el terreno, conductor r, ver figura B.9. Esto provoca que la matriz resultante del modelo *Brown-Rocamora* deba ser ampliada añadiéndose una fila y columna más, a esta matriz se le denominará $\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{circuito BRA}}$:

$$\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{circuito BRA}} = \begin{pmatrix} \underline{Z}^{\text{b}}_{\text{circuito BR}} & \underline{Z}^{\text{b}}_{\text{BRA mutua}} \\ \left(\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{BRA mutua}}\right)^T & \underline{Z}^{\text{b}}_{\text{BRA propia}} \end{pmatrix} \tag{B.46}$$

La nueva dimensión permite incorporar al conductor s (cubierta común) en el sistema y deja al terreno, o conductor r ahora, como referencia. La ecuación de la caída de tensión del bucle de la última capa n_k de cada cable k tiene un nuevo sumando, correspondiente a la caída de tensión $-\underline{z}_s^{\text{transferencia}}\underline{I}^{\text{b}}_s$ debida a la impedancia de transferencia del conductor s y la corriente de su bucle, veáse ecuación B.8. Recordando que m es el número de cables interiores a la cubierta común y que n_k es el número de conductores de cada cable k, la matriz $\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{BRA mutua}}$ que se debe añadir será pues:

$$\underline{Z}^{\text{b}}_{\text{BRA mutua}} = \begin{pmatrix} R_1 \\ \vdots \\ R_k \\ \vdots \\ R_m \end{pmatrix}, \text{ donde } R_k = \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\underline{z}_s^{\text{transferencia}} \end{pmatrix}_{n_k\times 1} \tag{B.47}$$

La ecuación de la caída de tensión del bucle del conductor s es análoga a la del último conductor de un cable individual. En este caso, la caída de tensión del bucle s contiene

varios términos de debidos a la impedancia de transferencia de propio conductor y las corrientes del último conductor de cada cable que lo enlaza, $-\underline{z}_s^{\text{transferencia}} \sum_{k=1}^{k=m} \underline{I}_{n_k}^{\text{b}}$, coincidiendo con lo obtenido para $\underline{Z}_{\text{BRA mutua}}^{\text{b}}$ pero traspuesta.

Contiene además la caída de tensión debida a su propia corriente de bucle $\underline{I}_s^{\text{b}}$, veáse ecuación B.8. La matriz $\underline{Z}_{\text{BRA propia}}^{\text{b}}$ que se debe añadir será pues:

$$\underline{Z}_{\text{BRA propia}}^{\text{b}} = \left(\underline{z}_s^{\text{externa}} + \underline{z}_s^{\text{aislante}} + \underline{z}_r^{\text{interna}}\right) \cdot \underline{I}_s^{\text{b}} \tag{B.48}$$

La determinación de las impedancias $\underline{z}_s^{\text{aislante}}$, $\underline{z}_s^{\text{transferencia}}$, $\underline{z}_s^{\text{externa}}$ y $\underline{z}_r^{\text{interna}}$ sigue el mismo proceso que hemos visto. La impedancia $\underline{z}_r^{\text{interna}}$ corresponde con la impedancia propia del retorno por el terreno, y pueden aplicarse los distintos modelos de terreno que hemos visto: *Carson*, *Pollaczek*, etcétera. El proceso es escalable a varias canalizaciones, y entonces deben aplicarse las expresiones para las impedancias mutuas de retorno por el terreno del mismo modos que se hacía para cables individuales.

Debido al cambio de dimensiones en la matriz de impedancias, la matriz de transformación A_{circuito} (ecuación B.15) debe reformarse, añadiendole una fila y una columna más a ésta e incorporando la equivalencia entre tensiones y corriente de bucle, y tensiones y corrientes serie. Como se ve en la figura B.9, la corriente serie en el conductor s es su corriente de bucle menos la suma de las corrientes de los bucles más externos de los cables. Además, a todas las tensiones de las capas más externas de los cables hay que sumarles la tensión del conductor s. Esto es:

$$\begin{aligned} \underline{I}_s &= \underline{I}_s^{\text{b}} - \sum_{k=1}^{k=m} \underline{I}_{n_k}^{\text{b}} \,|_{\text{cable } k} \\ \underline{U}_{n_k}^{\text{b}} \,|_{\text{cable } k} &= \underline{U}_{n_k} \,|_{\text{cable } k} - \underline{U}_s \end{aligned} \tag{B.49}$$

Si se revisa la definición inicial de la matriz de transformación A (ecuación B.14), A_{circuito} se deberá transformar según:

$$\begin{aligned} A_{\text{circuito BRA}} &= \begin{pmatrix} A_{\text{circuito}} & 0_{(\sum_1^m n_k)\times 1} \\ A_{\text{BRA mutua}} & A_{\text{BRA propia}} \end{pmatrix} \\ A_{\text{BRA mutua}} &= \begin{pmatrix} A_1 & \dots & A_k & \dots & A_m \end{pmatrix}, \; A_k = \begin{pmatrix} 0 & \dots & -1 \end{pmatrix}_{1\times n_k} \\ A_{\text{BRA propia}} &= 1 \end{aligned} \tag{B.50}$$

B.1.2.2 Matriz primitiva de admitancias

Las matrices de admitancias para las distintas disposiciones de conductores son más sencillas de construir que las matrices de impedancias.

Por un lado, en la constitución de las matrices internas de los cables no se tiene acoplamiento entre bucles de corriente, ver figura B.2, ya que la variación negativa de la corriente del bucle es directamente proporcional al producto de la admitancia entre conductores y la tensión entre éstos.

Por otro lado, el tratamiento del medio circundante es más sencillo, ya que se puede considerar como un conductor perfecto hasta frecuencias de 1 MHz, [43, página 4-15]. Se considera como pantalla electrostática para los cables, si éstos están inmersos en el terreno, [110,

página 22], y como superficie de equipotencial a potencial nulo si el conductor es aéreo, [43, página 4-13].

En la figura B.2 se observa que para cada bucle de un cable k:

$$-\frac{\mathrm{d}\underline{I}_i^{\mathrm{b}}}{\mathrm{d}x} = \underline{Y}_i^{\text{aislante}} \cdot \underline{U}_i^{\mathrm{b}} \tag{B.51}$$

Donde $i = 1, 2, ..., i, ..., n_k$, y donde se recuerda que las tensiones, corrientes y admitancias se refieren al cable k. Dicha ecuación aplicada a todos los conductores n_k del cable k:

$$\underline{Y}_{\text{cable } k}^{\mathrm{b}} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_1^{\text{aislante}} & \dots & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \underline{Y}_i^{\text{aislante}} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 0 & \dots & \underline{Y}_{n_k}^{\text{aislante}} \end{pmatrix} \tag{B.52}$$

Donde se ha utilizado el superíndice "aislante" por coincidir la numeración con dicho elemento del sistema, y para resaltar su naturaleza.

Los distintos cables están acoplados entre sí a través del conductor r, el terreno circundante. Siendo m el número de cables, la matriz del circuito $\underline{Y}_{\text{circuito}}^{\mathrm{b}}$ queda:

$$\underline{Y}_{\text{circuito}}^{\mathrm{b}} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{\text{cable 1}}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable 1,cable } k}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable 1,cable } m}^{\mathrm{b}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{\text{cable } k\text{,cable 1}}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable } k}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable } k\text{,cable } m}^{\mathrm{b}} \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{\text{cable } m\text{,cable 1}}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable } m\text{,cable } k}^{\mathrm{b}} & \dots & \underline{Y}_{\text{cable } m}^{\mathrm{b}} \end{pmatrix} \tag{B.53}$$

Siendo la matriz de admitancias simétrica, las matrices de acoplamiento entre un cable k y otro l se relacionan según:

$$\underline{Y}_{\text{cable } k\text{,cable } l}^{\mathrm{b}} = \left(\underline{Y}_{\text{cable } l\text{,cable } k}^{\mathrm{b}}\right)^T \tag{B.54}$$

El posible acoplamiento se da entre las últimas capas conductoras de los cables. Por tanto, sólo existe un elemento no nulo, el elemento (n_k, n_l) de la matriz $\underline{Y}_{\text{cable } k\text{,cable } l}^{\mathrm{b}}$:

$$\underline{Y}_{\text{cable } k\text{,cable } l}^{\mathrm{b}} = \begin{pmatrix} 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \underline{Y}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}} \end{pmatrix} \tag{B.55}$$

La transformación de las admitancias de bucle $\underline{Y}_{\text{circuito}}^{\mathrm{b}}$ en admitancias serie, tensiones con respecto a tierra y corrientes serie, resulta:

$$\underline{Y}_{\text{circuito}} = A_{\text{circuito}} \cdot \underline{Z}_{\text{circuito}}^{\mathrm{b}} \cdot A_{\text{circuito}}^T \tag{B.56}$$

Cuya deducción es análoga a como se hizo para la transformación de impedancias, ver ecuación B.16, siendo A_{circuito} igual.

Admitancia $\underline{Y}_i^{\text{aislante}}$, $i < n_k$ Cuando $i < n_k$, todas las admitancias $\underline{Y}_i$ responden al problema de un condensador coaxial. En general, la admitancia entre dos cilindros coaxiales contiene la parte capacitiva y la parte conductiva, que dependen del aislante i. Esta última parte tiene en cuenta las pérdidas producidas en el dieléctrico, tanto por la conductancia del aislamiento, como por las pérdidas generadas por la variación del campo eléctrico.

Siendo D_{e} el diámetro exterior del aislamiento, D_{i} el diámetro interior, y $\underline{\epsilon}_r$ la permitividad eléctrica (cuyo valor es complejo para tener en cuenta las pérdidas):

$$\begin{aligned} \underline{Y}_i &= j\frac{2\pi\omega\epsilon_o\underline{\epsilon}_r}{\ln\frac{D_{\text{e}}}{D_{\text{i}}}} = \frac{2\pi\omega\epsilon_o\epsilon_r^c}{\ln\frac{D_{\text{e}}}{D_{\text{i}}}}\tan\delta + j\frac{2\pi\omega\epsilon_o\epsilon_r^c}{\ln\frac{D_{\text{e}}}{D_{\text{i}}}} \\ \underline{\epsilon}_r &= \epsilon_r^c - j\epsilon_r^p \\ \tan\delta &= \frac{\epsilon_r^p}{\epsilon_r^c} \quad \text{(Factor de pérdidas)} \end{aligned} \tag{B.57}$$

Dependiendo del aislante, puede admitirse que la permitividad eléctrica relativa es constante. El valor utilizado puede ser un valor típico, esto es cierto si se trata de aislantes como el XLPE y EPR, pero no si el aislante es a base de aceite, [110, página 23].

Admitancias $\underline{Y}_{n_k}^{\text{aislante}}$ y $\underline{Y}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}}$ La determinación de las admitancias de las últimas capas n_k de los cables k y las admitancias mutuas entre los cables k y l dependen de cómo están dispuestos:

- **Cables inmersos en medio conductor.** Este es el caso de cables unipolares directamente enterrados en el terreno. Como ya se estableció, se puede considerar el terreno, incluso siendo un terreno de resistividad media-alta $< 500\ \Omega m$, como un conductor perfecto, siempre y cuando las tensiones entre la última capa y el terreno no sean elevadas. Esto ocurre cuando las cubiertas externas tienen un esquema de conexión a tierra (figura 3.14) tal que no se generen tensiones excesivas: conexión simple (si el tramo es de pequeña longitud), conexión rígida o cruzada.

  En ese caso, el medio conductor actúa como pantalla electrostática. Si existe aislamiento entre la capa conductora n_k y el terreno r, la expresión de la admitancia n_k es similar a las interiores $i < n_k$, ecuación B.57. Además, no existe acoplamiento entre los campos eléctricos externos de los cables:

$$\underline{Y}_{n_k,n_l}^{\text{mutua}} = 0 \tag{B.58}$$

- **Cables inmersos en medio no conductor.** Este es el caso en el que los cables se sitúan en aire o aislamiento:

  - **Cables aéreos.** Este caso ocurre cuando los cables están por encima del terreno. En general, siendo aire el material aislante mayoritario, y estando las cubiertas a un potencial casi nulo, pueden despreciarse las admitancias entre las últimas capas de los cables y el terreno.
  - **Cables en el interior de cubierta conductora.** Este es el caso de cables tripolares, cables en canalizaciones subterráneas o cerradas, cuya envolvente puede ser metálica o no. La geometría del problema es similar a la mostrada en la figura B.8.

Para hallar los términos de la matriz de admitancias, hay que recurrir al método de coeficientes de potencial, que relaciona el potencial de los elementos conductores y la carga. Los términos a determinar corresponden a los m conductores n_k de los m cables k. La matriz de coeficientes de potencial P se debe invertir y multiplicar por $j\omega$ para obtener los términos de la matriz de admitancias equivalentes.

La matriz de coeficientes de potencial P tiene dimensiones $m \times m$:

$$P = \begin{pmatrix} P_{1,1} & \dots & P_{1,k} & \dots & P_{1,m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ P_{k,1} & \dots & P_{k,k} & \dots & P_{k,m} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ P_{m,1} & \dots & P_{m,k} & \dots & P_{m,m} \end{pmatrix} \tag{B.59}$$

Y los términos se hallan según, [43, página 5-20]:

$$\begin{aligned} P_{k,k} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_o\epsilon_r} \ln\left(\frac{D}{D_{\mathrm{e}\ n_k}} - \frac{2d_k^2}{D_{\mathrm{e}\ n_k} D}\right) \\ P_{k,l} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_o\epsilon_r} \ln \frac{D}{2\sqrt{d_k^2 + d_l^2 - 4 d_k d_l \cos\theta_{k,l}}} \end{aligned} \tag{B.60}$$

En donde se observa que la matriz resultante es simétrica. Las variables a las que hacen referencia se pueden ver en la figura B.8. El diámetro D puede ser un diámetro equivalente si la canalización no tiene una forma circular.

La matriz de admitancias se obtiene haciendo $Y = j\omega P^{-1}$. El elemento de la diagonal (k, k) corresponde con $\underline{Y}^{\text{aislante}}_{n_k}$ de cada cable, y el elemento (k, l) con $\underline{Y}^{\text{mutua}}_{n_k, n_l}$.

Si la canalización en donde se encuentran los cables está aislada del terreno (aislante s en la figura B.9), se debe añadir una dimensión a $\underline{Y}^{\text{b}}_{\text{circuito}}$ de la misma forma que se hizo para la matriz de admitancias (ecuación B.46). Esto se realiza cuando se quiere diferenciar a la cubierta común del terreno.

El único elemento a añadir en la nueva matriz es el correpondiente a la diagonal. El valor de éste se calcula de acuerdo con B.57, con las propiedades y dimensiones del aislante s. La transformación de la matriz de admitancias de bucle a matriz de admitancias serie se realiza con la matriz de transformación B.50, y la transformación B.54.

B.1.3 Modificaciones de las matrices primitivas

B.1.3.1 Reducción de conductores

En las ecuaciones B.2 se pueden representar los n conductores presentes en el sistema, o se pueden representar un conjunto reducido. Esto se puede hacer cuando existen condiciones de "contorno" en ciertos conductores. Se obtiene así un sistema equivalente en el que se integran los conductores que desaparecen del sistema, y por tanto las tensiones y corrientes del resultante son los mismos que se tendrían en el completo explicitar todos los conductores.

Una reducción particularmente útil es la que se realiza hasta los conductores de fase, que constituye la reducción de las matrices primitivas hasta obtener una relación sólo entre corrientes y tensiones de los conductores principales de fase.

Las ecuaciones B.2, que representan a un conjunto de n conductores, se pueden ordenar y particionar en dos grupos de conductores: el grupo f y el grupo 0, de n_f y n_0 conductores, respectivamente. Con esto, la ecuación B.2 queda:

$$\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}x}\begin{pmatrix}\underline{U}_f\\ \underline{U}_0\end{pmatrix} &= -\left(\begin{array}{c|c}\underline{Z}_{ff} & \underline{Z}_{f0}\\ \hline \underline{Z}_{0f} & \underline{Z}_{00}\end{array}\right)\begin{pmatrix}\underline{I}_f\\ \underline{I}_0\end{pmatrix}\\ \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}x}\begin{pmatrix}\underline{I}_f\\ \underline{I}_0\end{pmatrix} &= -\left(\begin{array}{c|c}\underline{Y}_{ff} & \underline{Y}_{f0}\\ \hline \underline{Y}_{0f} & \underline{Y}_{00}\end{array}\right)\begin{pmatrix}\underline{U}_f\\ \underline{U}_0\end{pmatrix}\end{aligned} \tag{B.61}$$

Si se pueden aplicar ciertas condiciones de contorno sobre las tensiones o corrientes del grupo de conductores 0, se puede realizar dicha reducción, y pasar de un sistema de dimensión n a uno de dimensión n_f. Se pueden presentar dos situaciones:

- **Tensiones despreciables.** Se puede suponer cuando las cubiertas de los cables tienen un esquema de conexión rígido, con los dos extremos de las líneas puestos a tierra. Esta misma situación ocurre también con las líneas de tierra en líneas aéreas. En este caso, estos conductores pertenecen al grupo 0. En este grupo se puede considerar que las tensiones $\underline{U}_0$ son nulas, ya que son manifiestamente despreciables frente a las tensiones de fase.

  Así, a la ecuación de las caídas de tensión se le puede aplicar el método de *Kron* ([12]) quedando integrado el grupo 0 en el grupo f, y la ecuación de la variación de la corriente queda desacoplada directamente:

$$\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}\underline{U}_f}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Z}_r\cdot\underline{I}_f,\ \text{donde}\ \underline{Z}_r = \underline{Z}_{ff} - \underline{Z}_{f0}\cdot\underline{Z}_{00}^{-1}\cdot\underline{Z}_{0f} && \text{(Ecuación reducida MK)}\\ \frac{\mathrm{d}\underline{I}_f}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Y}_{ff}\cdot\underline{U}_f\\ \underline{I}_0 &= -\underline{Z}_{00}^{-1}\cdot\underline{Z}_{0f}\cdot\underline{I}_f && \text{(Ecuación dependiente MK)}\end{aligned} \tag{B.62}$$

  En el caso de reducir los conductores hasta los conductores de fase, $\underline{Z}_r$ se denominará $\underline{Z}_{\text{fases}}$, e $\underline{Y}_{ff}$ se denominará $\underline{Y}_{\text{fases}}$.

- **Corrientes despreciables.** Se puede suponer cuando las cubiertas de los cables tienen un esquema de conexión cruzado. En este caso, estos conductores pertenecen al grupo 0. En este grupo se puede considerar que las corrientes $\underline{I}_0$ son nulas, ya que son despreciables frente a las corrientes de fase.

  Así, a la ecuación de las variaciones de corriente se le puede aplicar el método de *Kron* quedando integrados los conductores del grupo 0 en los del grupo f, y la ecuación de la caída de tensión queda desacoplada directamente:

$$\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}\underline{I}_f}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Y}_r\cdot\underline{U}_f,\ \text{donde}\ \underline{Y}_r = \underline{Y}_{ff} - \underline{Y}_{f0}\cdot\underline{Y}_{00}^{-1}\cdot\underline{Y}_{0f} && \text{(Ecuación reducida MK)}\\ \frac{\mathrm{d}\underline{U}_f}{\mathrm{d}x} &= -\underline{Z}_{ff}\cdot\underline{I}_f\\ \underline{U}_0 &= -\underline{Y}_{00}^{-1}\cdot\underline{Y}_{0f}\cdot\underline{U}_f && \text{(Ecuación dependiente MK)}\end{aligned} \tag{B.63}$$

  En el caso de reducir los conductores hasta los conductores de fase, $\underline{Y}_r$ se denominará $\underline{Y}_{\text{fases}}$, y $\underline{Z}_{ff}$ se denominará $\underline{Z}_{\text{fases}}$.

B.1.3.2 Transformación a valores de secuencia

Partiendo de las matrices resultantes de la transformación a conductores de fase, se puede transformar el sistema descrito por sus valores de fase en un sistema equivalente descrito por sus valores de secuencia. Esta transformación es útil cuando se obtienen unas matrices en valores por secuencia cuyos términos no diagonales son nulos o despreciables, es decir, cuando los tres sistemas de secuencia (homopolar, directo e inverso) se encuentran desacoplados, [72, página 200].

Este es el caso habitual, y se da cuando las impedancias y admitancias propias de fase son muy parecidas, y las impedancias y admitancias mutuas son también similares, es decir, cuando el sistema en valores de fase está suficientemente equilibrado. El desacople entre los valores de secuencia permite realizar el análisis de cortocircuitos y roturas de conductores de una manera sistemática y relativamente sencilla.

Supóngase que se parte de las matrices de impedancias y admitancias reducidas a valores de fase, $\underline{Z}_{\text{fases}}$ e $\underline{Y}_{\text{fases}}$, respectivamente, según se vio en la sección B.1.3. Las matrices $\underline{Z}_{\text{fases}}$ e $\underline{Y}_{\text{fases}}$ representan c circuitos trifásicos, de forma que las matrices tendrán dimensiones $3c \times 3c$.

La matriz de transformación $\underline{T}$ permite transformar valores de secuencia 012 a valores de fase ABC y viceversa para un circuito trifásico según:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\text{ABC}} &= \underline{T} \cdot \underline{U}_{012} & \underline{U}_{012} &= \underline{T}^{-1} \cdot \underline{U}_{\text{ABC}} \\ \underline{I}_{\text{ABC}} &= \underline{T} \cdot \underline{I}_{012} & \underline{I}_{012} &= \underline{T}^{-1} \cdot \underline{I}_{\text{ABC}} \\ \underline{Z}_{\text{ABC}} &= \underline{T} \cdot \underline{Z}_{012} \underline{T}^{-1} & \underline{Z}_{012} &= \underline{T}^{-1} \cdot \underline{Z}_{\text{ABC}} \cdot \underline{T} \\ \underline{Y}_{\text{ABC}} &= \underline{T} \cdot \underline{Y}_{012} \cdot \underline{T}^{-1} & \underline{Y}_{012} &= \underline{T}^{-1} \cdot \underline{Y}_{\text{ABC}} \cdot \underline{T} \end{aligned} \tag{B.64}$$

Donde:

$$\underline{T} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix}, \text{ donde } \underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \tag{B.65}$$

La matriz de transformación $\underline{T}_c$ para c circuitos acoplados se construye a partir de la matriz de circuito T:

$$\underline{T}_c = \begin{pmatrix} \underline{T} & \dots & 0_{3\times3} & \dots & 0_{3\times3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{3\times3} & \dots & \underline{T} & \dots & 0_{3\times3} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0_{3\times3} & \dots & 0_{3\times3} & \dots & \underline{T} \end{pmatrix}_{3c\times3c} \tag{B.66}$$

Se siguen manteniendo las mismas relaciones de las ecuaciones B.64, pero aplicado a los c circuitos:

$$\begin{aligned}
\underline{U}_{\text{fases}} &= \underline{T}_c \cdot \underline{U}_{\text{secuencias}} & \underline{U}_{\text{secuencias}} &= \underline{T}_c^{-1} \cdot \underline{U}_{\text{fases}} \\
\underline{I}_{\text{fases}} &= \underline{T}_c \cdot \underline{I}_{\text{secuencias}} & \underline{I}_{\text{secuencias}} &= \underline{T}_c^{-1} \cdot \underline{I}_{\text{fases}} \\
\underline{Z}_{\text{fases}} &= \underline{T}_c \cdot \underline{Z}_{\text{secuencias}} \cdot \underline{T}_c^{-1} & \underline{Z}_{\text{secuencias}} &= \underline{T}_c^{-1} \cdot \underline{Z}_{\text{fases}} \cdot \underline{T}_c \\
\underline{Y}_{\text{fases}} &= \underline{T}_c \cdot \underline{Y}_{\text{secuencias}} \cdot \underline{T}_c^{-1} & \underline{Y}_{\text{secuencias}} &= \underline{T}_c^{-1} \cdot \underline{Y}_{\text{fases}} \cdot \underline{T}_c
\end{aligned} \tag{B.67}$$

En general, pueden existir acoplamientos en las matrices $\underline{Z}_{\text{secuencias}}$ y $\underline{Y}_{\text{secuencias}}$ entre secuencias directas, inversas y hompolares de los distintos circuitos. Sin embargo, sólo suelen darse acoplamientos apreciables entre secuencias homopolares de circuitos, [72, página 233].

B.1.4 Modelo completo discretizado de una línea de transporte

En la sección B.1.1 se plantearon las posibles formas de resolver las ecuaciones B.2 para el sistema completo de conductores. De todas ellas, la construcción discretizada de la línea es la que ofrece mayor versatilidad y mejores resultados, [12].

Mediante la discretización en N secciones de la línea de transporte de n conductores se consigue un sistema de $(N+1)\,n$ nudos, pudiéndose resolver el circuito resultante por el método nodal modificado. Esto permite hallar tensiones y corrientes en todos los conductores.

Además de representar la línea de transporte, se pueden añadir fuentes, cargas, elementos de compensación, conexión de circuitos de tierra, transposición de fases y otras particularidades propias. La versatilidad del método nodal modificado es que se pueden incluir tanto fuentes de tensión como fuentes de corriente, pudiendo resolverse multitud de problemas.

A continuación se muestra el modelo realizado para el caso de un circuito de cables unipolares submarinos con cubierta, refuerzo y armaduras, en total 15 conductores (5 conductores por cable), ver figura B.10. De una forma análoga se construye cualquier otro caso de líneas de transporte, ya sean uno o varios circuitos acoplados o no acoplados, sistemas acoplados aéreo-cable, etcétera.

Se ha representado la línea partida en N secciones y $N+1$ grupos de nudos, que está conectada en ambos lados a subestaciones. En las subestaciones se produce la conexión de las capas exteriores (cubiertas, refuerzos, armaduras) a tierra (conexión rígida de pantallas), así como la conexión de cargas y compensaciones. Se ha conectado una fuente trifásica de tensión en serie con una sección de impedancias a la subestación denominada "subestación red generación". En "subestación carga" se ha conectado un sistema equilibrado de cargas.

En la figura se ha señalado también la posibilidad de realizar conexiones entre capas, lo que equivale a realizar conexiones equipotenciales entre éstas y a potencial nulo si se desea. Asimismo, se muestra la posibilidad de simular un cortocircuito en un punto de uno de los cables.

La numeración global de los nudos es asignada desde la izquierda hacia la derecha y desde arriba hacia abajo, siendo el total de nudos $TN = 18 + (N+1)\,15 + 18$. La fuente de tensión se conecta a los nudos $[1, 2, 3]$, la subestación de generación está representada por los nudos $[4, \ldots, 18]$, los nudos de la línea de transporte son $[19, \ldots, 19 + (N+1)\,15 - 1]$, la subestación de carga tiene la numeración $[TN - 17, \ldots, TN - 3]$ y la carga se conecta en los nudos $[TN - 2, TN - 1, TN]$.

En los siguientes apartados se generaliza la utilización de esta metodología para la construcción de la matriz global de admitancias, y se particulariza para el caso mostrado en la figura

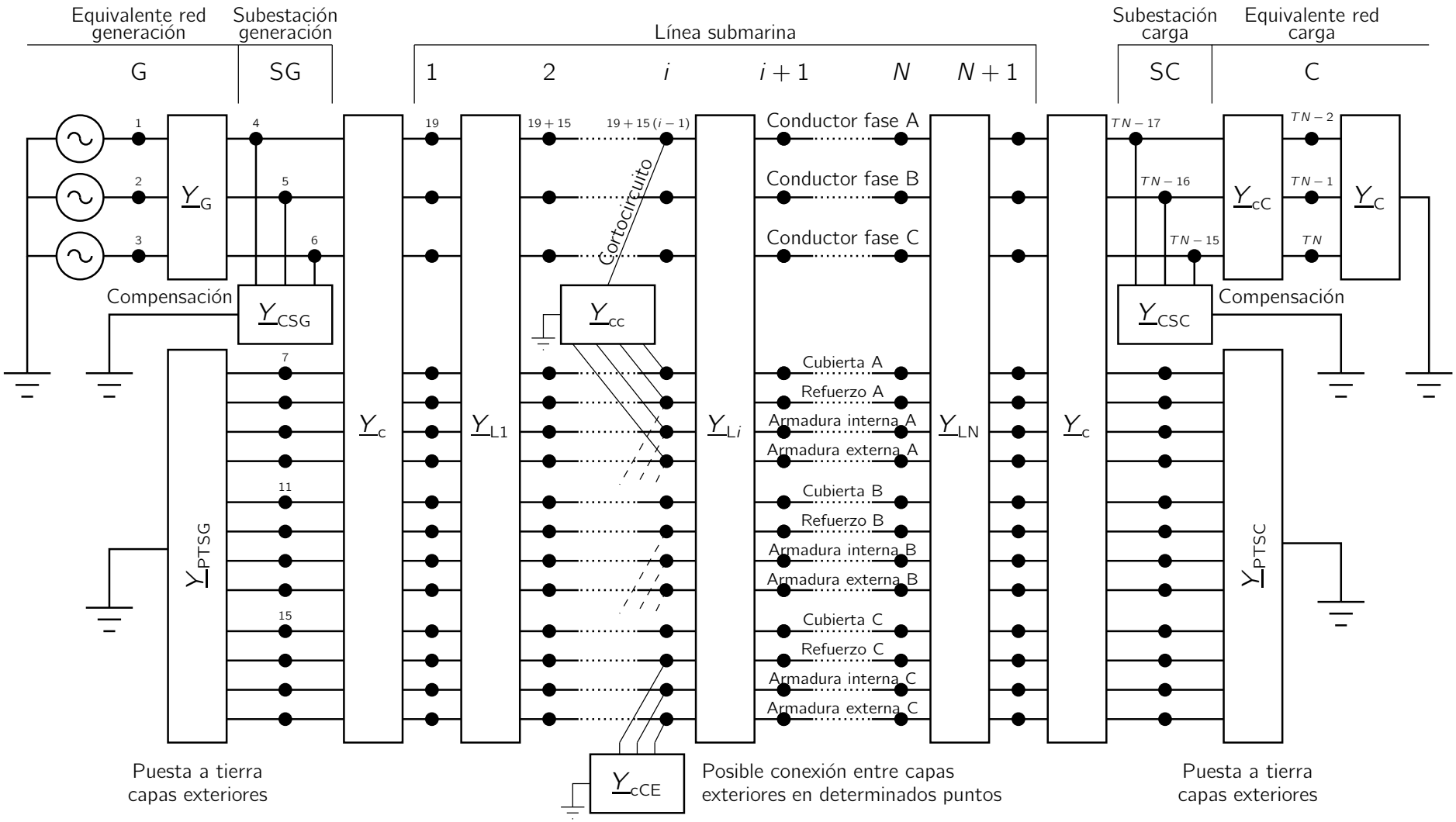


Figura B.10: Esquema de conexión de matrices de admitancias para el modelo completo de un circuito de cables unipolares submarinos

B.10. Además, se han incluido otras posibilidades que se pueden implementar, aunque en el caso de la figura B.10 no se hayan utilizado.

B.1.4.1 Modelo en π de una sección de línea de transporte con n conductores

Una vez calculadas las matrices de impedancias $\underline{Z}_{\mathrm{L}}$ $\left[\Omega \mathrm{m}^{-1}\right]$ y admitancias $\underline{Y}_{\mathrm{L}}$ $\left[\mathrm{S m}^{-1}\right]$ para una línea de transporte de n conductores, para una sección de línea de longitud s [m], las matrices quedan $\underline{Z}_{\mathrm{L}} s$ [Ω] y $\underline{Y}_{\mathrm{L}} s$ [S], respectivamente.

La sección de línea incide sobre $2n$ nudos, el primer grupo de n nudos se designarán como nudos i y el segundo grupo de n nudos se designarán como nudos $i+1$, ver figura B.11. Siendo el total de secciones N, el número global de grupos es $N+1$. El modelo en π nominal resultante establecerá que:

- Sobre los nudos i incidan la matriz de impedancias invertida (matriz de impedancias en términos de admitancias) y la matriz de admitancias dividida por 2.
- Sobre los nudos $i+1$ incidan la matriz de impedancias invertida y la matriz de admitancias dividida por 2.
- La mutualidad entre nudos i e $i+1$ se debe a la matriz de impedancias invertida cambiada de signo.

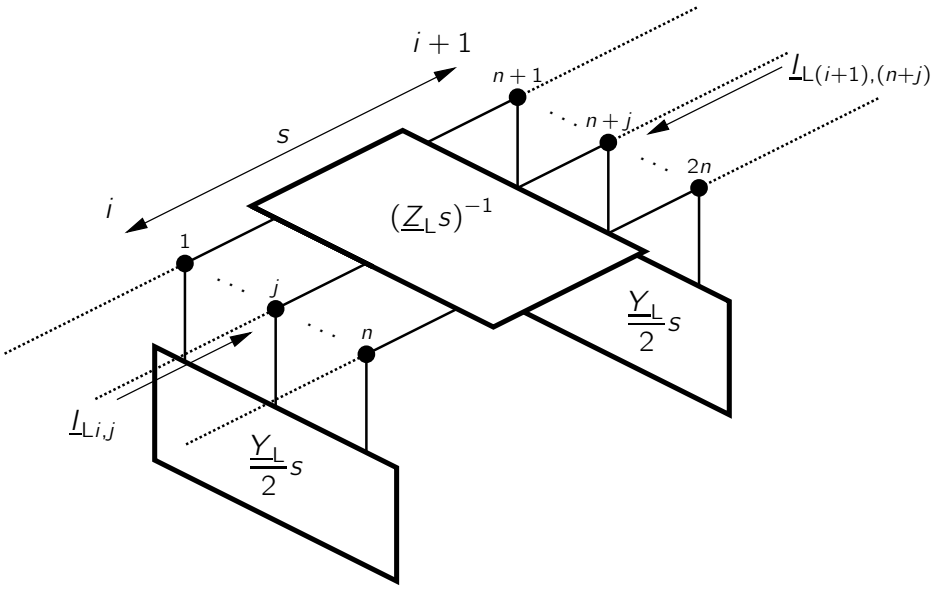


Figura B.11: Descripción de una sección de línea de transporte modelada en π nominal. Numeración local de nudos

Por tanto, la matriz de admitancias local para la sección de línea quedará:

$$\left(\begin{array}{c} \underline{I}_{\mathrm{L}i} \\ \underline{I}_{\mathrm{L}(i+1)} \end{array}\right) = \left(\begin{array}{c|c} (\underline{Z}_{\mathrm{L}} s)^{-1} + \frac{\underline{Y}_{\mathrm{L}}}{2} s & -(\underline{Z}_{\mathrm{L}} s)^{-1} \\ \hline -(\underline{Z}_{\mathrm{L}} s)^{-1} & (\underline{Z}_{\mathrm{L}} s)^{-1} + \frac{\underline{Y}_{\mathrm{L}}}{2} s \end{array}\right) \left(\begin{array}{c} \underline{U}_{\mathrm{L}i} \\ \underline{U}_{\mathrm{L}(i+1)} \end{array}\right)$$

$$\left(\begin{array}{c} \underline{I}_{\mathrm{L}i} \\ \underline{I}_{\mathrm{L}(i+1)} \end{array}\right) = \left(\begin{array}{c|c} \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}i} & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}i} \\ \hline \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}i} & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}i} \end{array}\right) \left(\begin{array}{c} \underline{U}_{\mathrm{L}i} \\ \underline{U}_{\mathrm{L}(i+1)} \end{array}\right) = \underline{Y}_{\mathrm{L}i} \left(\begin{array}{c} \underline{U}_{\mathrm{L}i} \\ \underline{U}_{\mathrm{L}(i+1)} \end{array}\right) \tag{B.68}$$

Obsérvese que $\underline{Y}_{\mathrm{L}i}$ es la matriz que representa la i-ésima sección de línea en la figura B.11. Al poner en serie dichas secciones, los nudos locales $i+1$ de la sección i son los mismos que los nudos locales i de la sección $i+1$. Las corrientes locales salientes de la sección i son iguales y de signo contrario a las corrientes locales entrantes de la sección $i+1$, y al no existir fuentes de corrientes incidiendo en dichos nudos, la corriente global neta inyectada es nula. Por tanto, las corrientes netas en los grupos $[2, 3, \ldots, N-1, N]$ son nulas.

La incidencia de la línea de transporte en el vector global de corrientes, la matriz global de admitancias y el vector global de tensiones queda:

$$
\underline{I} = \left(\cdots \,\middle\|\, \underline{I}_{\mathrm{L}1} \,\middle|\, 0_{1\times n} \,\middle|\, \cdots \,\middle|\, 0_{1\times n} \,\middle|\, 0_{1\times n} \,\middle|\, \cdots \,\middle|\, 0_{1\times n} \,\middle|\, \underline{I}_{\mathrm{L}(N+1)} \,\middle\|\, \cdots \right)^T
$$

$$
\underline{Y} = \left(\begin{array}{c||c|c|c|c|c|c|c|c||c}
\ddots & \ddots & & & & & & & & \\
\hline\hline
\ddots & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}1} & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}1} & & & & & & & \\
\hline
 & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}1} & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}1} + \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}2} & \ddots & & & & & & \\
\hline
 & & \ddots & \ddots & \ddots & & & & & \\
\hline
 & & & \ddots & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}(i-1)} + \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}i} & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}i} & & & & \\
\hline
 & & & & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}i} & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}i} + \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}(i+1)} & \ddots & & & \\
\hline
 & & & & & \ddots & \ddots & \ddots & & \\
\hline
 & & & & & & \ddots & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}N} + \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}(N+1)} & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}(N+1)} & \\
\hline
 & & & & & & & \underline{Y}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{L}(N+1)} & \underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}(N+1)} & \ddots \\
\hline\hline
 & & & & & & & & \ddots & \ddots
\end{array}\right)
$$

$$
\underline{U} = \left(\cdots \,\middle\|\, \underline{U}_{\mathrm{L}1} \,\middle|\, \underline{U}_{\mathrm{L}2} \,\middle|\, \cdots \,\middle|\, \underline{U}_{\mathrm{L}i} \,\middle|\, \underline{U}_{\mathrm{L}(i+1)} \,\middle|\, \cdots \,\middle|\, \underline{U}_{\mathrm{L}N} \,\middle|\, \underline{U}_{\mathrm{L}(N+1)} \,\middle\|\, \cdots \right)^T
$$

(B.69)

A los extremos de las líneas se pueden conectar otras secciones diferentes, por ejemplo una sección de transposición de fases o un equivalente de la red. En el grupo de nudos en donde se conecte dicha sección, ya sea el grupo de nudos 1 (inicial) o $N+1$ (final), se suma a $\underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}1}$ o $\underline{Y}^{\mathrm{p}}_{\mathrm{L}N}$ la porción de matriz de admitancias que le corresponde.

En el caso de la figura B.11, en ambos extremos se conectan unas secciones de conexión $\underline{Y}_{\mathrm{c}}$ que conectan los grupos de nudos inicial y final de la línea con los nudos de las subestaciones. Más adelante se definen las posibilidades que puede dar $\underline{Y}_{\mathrm{c}}$, como pueda ser transposición de fases, cruce de pantallas, etcétera.

B.1.4.2 Sección definida mediante matriz de impedancias de secuencia

En el estudio aislado de una parte del sistema eléctrico, se deben simplificar los elementos adyacentes que que son frontera de dicha parte. Para ello, es usual la obtención de los equivalentes de la red en términos de impedancias de secuencia, e ignorar las componentes transversales (admitancias).

Teniendo la sección c circuitos y estando definida mediante la matriz impedancias de secuencia $\underline{Z}_{\mathrm{S\ secuencias}}$, la matriz de impedancias en valores de fase $\underline{Z}_{\mathrm{S\ fases}}$ se obtiene a partir de la

transformación:

$$\underline{Z}_{\text{S fases}} = \underline{T}_c \underline{Z}_{\text{S secuencias}} \underline{T}_c^{-1} \tag{B.70}$$

Donde $\underline{T}_c$ está definida en la expresión B.66. La matriz de impedancias por fases se debe transformar en una matriz de admitancias equivalente:

$$\underline{Y}_{\text{S fases}} = \underline{Z}_{\text{S fases}}^{-1} \tag{B.71}$$

El impacto en la ecuación nodal global es análogo al visto en la sección anterior, expresiones B.69, pero en donde:

- $(\underline{Z}_{\text{L}} s)^{-1} = \underline{Y}_{\text{S fases}}$
- $\underline{Y}_{\text{L}} = 0_{3c \times 3c}$
- $N = 1$

Esta sección puede pertenecer a una o varias líneas que se han simplificado, y de las cuales sólo interesa conocer valores de la fase en los extremos. Asimismo, puede representar el equivalente del sistema eléctrico en un punto, en cuyo caso el otro extremo ha de conectarse una fuente de tensión ideal trifásica. Esto significa que en la ecuación global del sistema, la tensión de dichos nudos estaría especificada.

En el caso particular estudiado, figura B.10, se ha utilizado esta transformación para establecer $\underline{Y}_{\text{G}}$.

B.1.4.3 Puesta a tierra de las capas exteriores

En ciertos puntos del recorrido de una línea de transporte, ya sea cableada o aérea, se procede a la conexión a tierra de los conductores de protección.

En las líneas aéreas se realiza la conexión del cable de tierra a través de los apoyos y sus puestas a tierra, y en los extremos de las líneas en los puntos de puesta a tierra de las subestaciones.

En ciertos puntos de líneas cableadas, dependiendo del esquema de conexión (conexión rígida o simple), se realiza la conexión equipotencial de todas las capas conductoras externas (cubiertas, armaduras, etcétera) de cada cable, y todo a un punto de puesta a tierra común para todos los cables.

En el caso particular estudiado, figura B.12, se supone una resistencia r_{PT} de conexión equipotencial para cada capa conductora (cubierta, refuerzo, armadura interna y armadura externa en cada cable), y todas ellas se conectan en un nudo punto de puesta a tierra. El punto de puesta a tierra PPT, es a partir del cual se puede medir la resistencia del sistema de puesta a tierra R_{PT} construido para la subestación o terminal considerado.

La incidencia en la matriz global de admitancias se realiza sumando Y_{PT} a la matriz existente previamente en los nudos correspondientes, los nudos $1, \ldots, 12$ en numeración local con los nudos en numeración global.

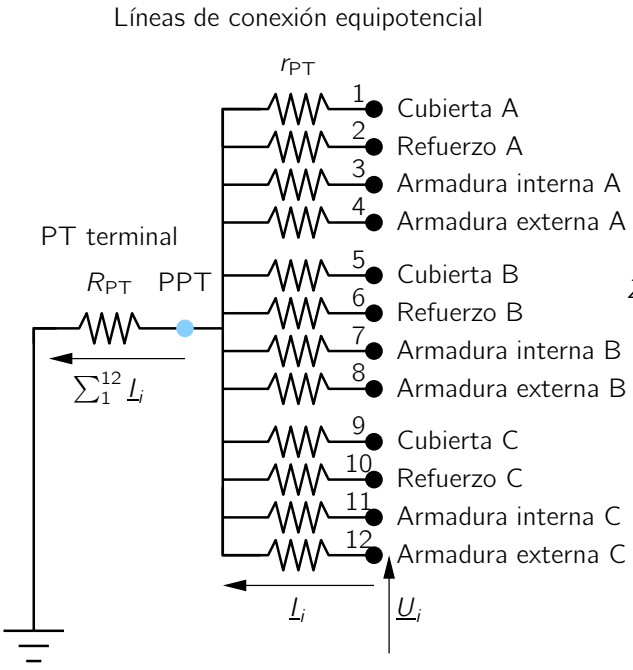


Figura B.12: Descripción de sistema de puesta a tierra de capas exteriores (cubiertas, refuerzos y armaduras). Numeración de nudos local

B.1.4.4 Carga equilibrada

Para conectar una carga equilibrada trifásica $\underline{S}_C$ en un sistema de nudos, basta con plantear la matriz de admitancias $\underline{Y}_C$ para tres nudos de coordenadas locales 1, 2 y 3, correspondientes a una estrella o un triángulo de admitancias.

Si se trata de una carga $\underline{S}_C$ considerada como potencia constante (modelo de carga habitualmente utilizado en los análisis de flujos de potencia), al ser las admitancias función de la tensión, se debe recurrir a un proceso iterativo. Se comienza con un valor nominal de la tensión de fase para el cálculo de la primera matriz de admitancias, tras la solución del sistema se obtienen las tensiones en el grupo de nudos. Se recalcula la matriz de admitancias con la nueva tensión de fase, y se repite el proceso hasta satisfacer una cierta tolerancia.

Si es una carga considerada como impedancia o admitancia constante, basta conocer el valor de éstas en términos de potencia $\underline{S}_C$ a tensión nominal o en valores de impedancia o admitancia. Después se ensamblan en la matriz local de admitancias $\underline{Y}_C$ convenientemente, según sea su conexión, vef figura B.13.

Su incidencia en la matriz global de admitancias del sistema es la adición a los términos propios de los nudos globales en donde esté conectada. Es decir, $\underline{Y}_C$ se suma a la matriz existente previamente en los nudos en donde incide. Por ejemplo, si se conecta en el extremo 1 de la línea, en la matriz global de admintancias de la ecuación B.69 ha de sumarse $\underline{Y}_C$ a $\underline{Y}^p_{L1}$.

En el caso particular estudiado, figura B.10, este modelado coincide para la carga ($\underline{Y}_C$) y las compensaciones ($\underline{Y}_{CSC}$ y $\underline{Y}_{CSG}$).

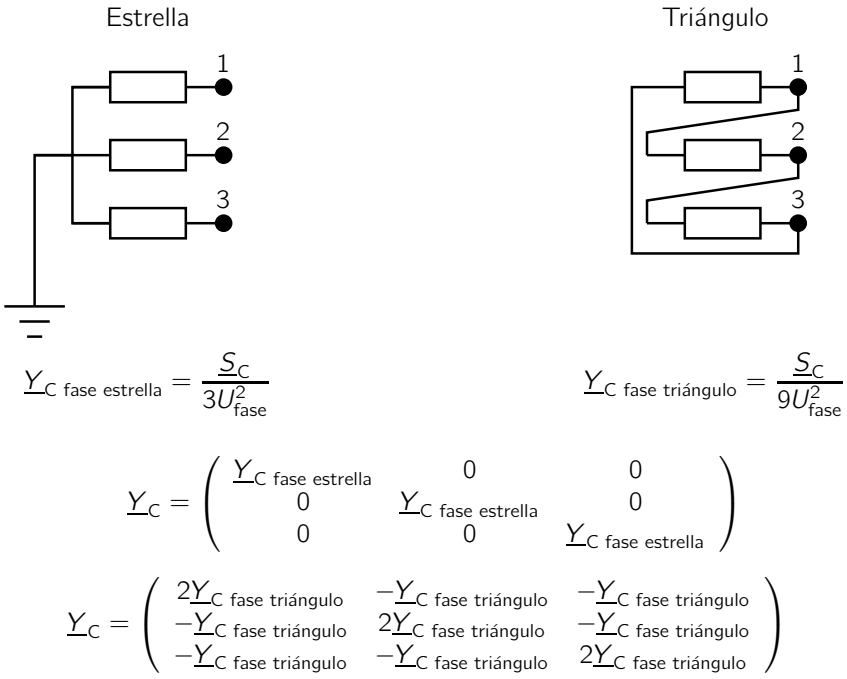


Figura B.13: Descripción de una carga trifásica equilibrada en conexión estrella y/o triángulo. Numeración de nudos relativa

B.1.4.5 Conexión entre secciones

Cuando se realiza una transposición de fases o de cubiertas (conexión cruzada de pantallas) se debe añadir un sección al sistema. Esta sección permite unir, mediante una conductancia de valor elevado, por ejemplo $g = 1000$ S, nudos de diferentes cables o conductores desnudos.

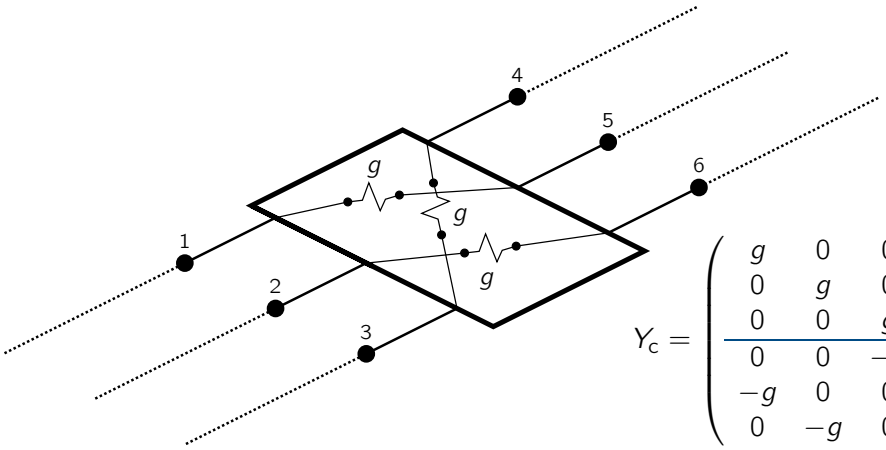
En la figura B.14 se muestra gráficamente, y mediante la matriz local de admitancias, una transposición de fases. La fase asignada al conductor 1 (nudo 1) pasa al conductor 2 (nudo 5), la fase asignada al conductor 2 (nudo 2) pasa al condutor 3 (nudo 6), y la fase asignada al conductor 3 pasa al conductor 1 (nudo 4). De similar forma se puede construir para cualquier otro tipo de cambio de topología.

La matriz Y_c indice en la matriz global de admitancias sobre los nudos en numeración global correspondientes a los nudos locales, sumándose a la matriz en su estado previo.

B.2 Modelado térmico

Se van a mostrar los modelos térmicos utilizados para el cálculo de cables de la tipología usada. En primer lugar, se desarrolla el modelo para régimen estacionario de un cable unipolar con cubierta, refuerzo y dos capas de armadura, tal y como el cable prediseñado en este estudio, que además cubre cables similares más sencillos. Finalmente, se muestra el desarrollo para el cálculo térmico en régimen de cortocircuito.

Los casos de cable tripolar y cables unipolares influidos térmicamente se calculan con apoyo de la *PDE ToolBox™* de MATLAB®, en donde se resuelve la ecuación fundamental de conducción del calor. No se desarrollarán en este apéndice, sino que se comentan directamente en los scripts que se pueden encontrar en F.



$$Y_c = \left(\begin{array}{ccc|ccc} g & 0 & 0 & 0 & -g & 0 \\ 0 & g & 0 & 0 & 0 & -g \\ 0 & 0 & g & -g & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & -g & g & 0 & 0 \\ -g & 0 & 0 & 0 & g & 0 \\ 0 & -g & 0 & 0 & 0 & g \end{array}\right)$$

Figura B.14: Descripción de una sección de transposición de fases. Numeración local de nudos

B.2.1 Cable unipolar enterrado y separado térmicamente de otros cables

Las condiciones térmicas en la mayor parte del trazado submarino son diferentes a las condiciones en las arribadas. Mientras que en las arribadas los cables están relativamente cerca, interactuando térmicamente, a lo largo del trazado submarino los cables están tan alejados que son independientes térmicamente.

Ante esta situación, puede modelarse el sistema mediante un circuito térmico de parámetros concentrados, habitualmente usado en sistemas unidimensionales. El circuito térmico para los cables prediseñados en este estudio constan de 6 fuentes térmicas:

- **Fuente térmica en el conductor de fase.** La generación de calor se debe a su resistencia efectiva por unidad de longitud y a la corriente que por él circula. Así, la generación de calor por unidad de longitud serán:

$$W_{cd} = R_{cd} I_{cd}^2 \tag{B.72}$$

- **Fuente térmica en el aislante principal.** Debido a que el aislante principal no es un aislante perfecto, por él circula una pequeña corriente, y a la presencia de un campo electrico en él, producido por la diferencia de potencial entre conductor de fase y cubierta, existe generación de calor en su seno. La generación de calor por unidad de longitud es igual al producto de la conductancia por unidad de longitud $G_{\text{aisl.}}$ entre conductor de fase y cubierta por la tensión de fase al cuadrado:

$$W_d = G_{\text{aisl.}} U_f^2 = \left(\frac{2\pi\omega\epsilon_o\epsilon_r}{\ln \frac{d_{\text{exterior}}}{d_{\text{interior}}}} \tan\delta \right) U_f^2 \tag{B.73}$$

- **Fuente térmica en la cubierta.** Por las mismas razones esgrimidas para el conductor de fase, la generación de calor por unidad de longitud en la cubierta es:

$$W_{cb} = R_{cb} I_{cb}^2 \tag{B.74}$$

  Ahora bien, es usual utilizar el denominado factor de pérdidas óhmicas, que relaciona las pérdidas en las capas exteriores al conductor de fase con éste:

$$\begin{aligned} \lambda_{cb} &= \frac{W_{cb}}{W_{cd}} \\ W_{cb} &= \lambda_{cb} W_{cd} \end{aligned} \tag{B.75}$$

El factor de pérdidas óhmicas es útil porque es aproximadamente constante cualquiera que sea la utilización del cable. Varía en la medida en que lo hace la distribución de temperaturas debido a las corrientes que se establecen, variando el cociente entre resistencias y el cociente entre corrientes. Cuando se utiliza el sistema cruzado de conexión de pantallas, los factores de pérdidas óhmicas son virtualmente nulos.

- **Fuente térmica en el refuerzo.** Análogo al caso de la cubierta:

$$W_{\text{rf}} = \lambda_{\text{rf}} W_{\text{cd}} \tag{B.76}$$

- **Fuente térmica en la armadura interna.** Análogo al caso de la cubierta:

$$W_{\text{ai}} = \lambda_{\text{ai}} W_{\text{cd}} \tag{B.77}$$

- **Fuente térmica en la armadura externa.** Análogo al caso de la cubierta:

$$W_{\text{ae}} = \lambda_{\text{ae}} W_{\text{cd}} \tag{B.78}$$

Se pueden concentrar 5 resistencias térmicas:

- **Resistencia térmica del aislante.** Se concentra la resistencia térmica de las capas semiconductoras y el aislante principal de XLPE considerando toda la capa de XLPE. La fórmula de la resistencia térmica será pues:

$$K_{\text{ais.}} = \frac{\rho_{\text{XLPE}}}{2\pi} \ln \frac{d_{\text{exterior}}}{d_{\text{interior}}} \tag{B.79}$$

- **Resistencia térmica de la capa entre refuerzo y armadura interna.** Se concentra la resistencia térmica de todas las capas intermedias considerando toda la capa de HDPE, ya que la capa anticorrosiva de HDPE es la que ocupa el mayor espesor. La fórmula de la resistencia térmica será pues:

$$K_{\text{antic.}} = \frac{\rho_{\text{HDPE}}}{2\pi} \ln \frac{d_{\text{exterior}}}{d_{\text{interior}}} \tag{B.80}$$

- **Resistencia térmica del asiento.** La fórmula de la resistencia térmica será:

$$K_{\text{asiento}} = \frac{\rho_{\text{PP}}}{2\pi} \ln \frac{d_{\text{exterior}}}{d_{\text{interior}}} \tag{B.81}$$

- **Resistencia térmica de la capa de protección.** La fórmula de la resistencia térmica será:

$$K_{\text{prot.}} = \frac{\rho_{\text{PP}}}{2\pi} \ln \frac{d_{\text{exterior}}}{d_{\text{interior}}} \tag{B.82}$$

- **Resistencia térmica del terreno.** El terreno se puede asemejar a un medio semi-infinito, la resistencia térmica dependerá de la resistividad térmica del terreno, así como de la profundidad de enterramiento y el diámetro total del cable:

$$K_{\text{terreno}} = \frac{\rho_{\text{terreno}}}{2\pi} \operatorname{arccosh}\left(\frac{y_{\text{enterramiento}}}{r_{\text{exterior cable}}}\right) \tag{B.83}$$

En todos los casos, deben usarse los valores de los diámetros exterior d_{exterior} e interior d_{interior} de acuerdo a las dimensiones de las capas del cable.

El circuito térmico así construido se muestra en la figura B.15. Se ha considerado que la superficie en contacto con el agua, el lecho marino, es una superficie isotérmica, cuya temperatura se denominará temperatura del lecho marino es T_{lm}. La temperatura del conductor

es T_{cd}, y la de los otros nudos del circuito térmico son T_{cb} (cubierta), T_{rf} (refuerzo), T_{ai} (armadura interna) y T_{ae} (armadura externa). Obsérvese que la generación de calor en el dieléctrico se ha dividido en partes iguales entre conductor de fase y cubierta, aunque tengan lugar en el seno del aislante.

La expresión de la resistencia térmica del terreno es válida para $y_{\text{enterramiento}} \geq r_{\text{exterior cable}}$. En el caso de asignar $y_{\text{enterramiento}} = r_{\text{exterior cable}}$, se está considerando que la resistencia térmica del terreno es nula, y por tanto se está suponiendo que la cubierta exterior del cable es isoterma con temperatura T_{lm}. Con lo cual, se puede simular incluso el caso en el que el cable esté en contacto directo con el agua de mar, aunque asumiría la inexistencia de convección.

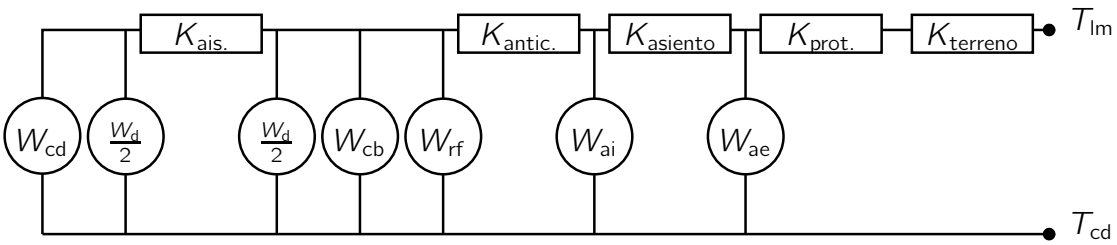


Figura B.15: Circuito térmico del cable unipolar submarino enterrado y separado térmicamente de otros cables

La resolución del circuito se puede plantear como:

$$\begin{aligned} T_{cd} - T_{lm} = &\left(W_{cd} + \frac{W_d}{2}\right) K_{ais.} + (W_{cd} + W_d + W_{cb} + W_{rf})\, K_{antic.} + \dots \\ &\dots + (W_{cd} + W_d + W_{cb} + W_{rf} + W_{ai})\, K_{asiento} + \dots \\ &\dots + (W_{cd} + W_d + W_{cb} + W_{rf} + W_{ai} + W_{ae})\,(K_{prot.} + K_{terreno}) \end{aligned} \tag{B.84}$$

Insertando los factores de pérdidas:

$$\begin{aligned} T_{cd} - T_{lm} = &\left(W_{cd} + \frac{W_d}{2}\right) K_{ais.} + (W_{cd}\,(1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf}) + W_d)\, K_{antic.} + \dots \\ &\dots + (W_{cd}\,(1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf} + \lambda_{ai}) + W_d)\, K_{asiento} + \dots \\ &\dots + (W_{cd}\,(1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf} + \lambda_{ai} + \lambda_{ae}) + W_d)\,(K_{prot.} + K_{terreno}) \end{aligned} \tag{B.85}$$

Separando en el segundo miembro los factores que multiplican a W_{cd} y a W_d:

$$\begin{aligned} T_{cd} - T_{lm} = W_{cd}\,[&K_{ais.} + (1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf})\, K_{antic.} + (1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf} + \lambda_{ai})\, K_{asiento} + \dots \\ &\dots + (1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf} + \lambda_{ai} + \lambda_{ae})\,(K_{prot.} + K_{terreno})] + \dots \\ &\dots + W_d \left[\frac{1}{2} K_{ais.} + K_{antic.} + K_{prot.} + K_{terreno}\right] \end{aligned} \tag{B.86}$$

Denominando k_1 al paréntesis que multiplica a W_d, k_2 al paréntesis que multiplica a W_{cd} y sustituyendo W_{cd} por $R_{cd} I_{cd}^2$:

$$T_{cd} - T_{lm} = R_{cd} I_{cd}^2 k_2 + W_d k_1 \tag{B.87}$$

Si se desea hallar la temperatura del conductor central T_{cd} dando como dato la corriente $I_{conductor}$ que por él circula:

$$T_{cd} = R_{cd} I_{cd}^2 k_2 + W_d k_1 + T_{lm} \tag{B.88}$$

El resto de temperaturas se hallan fácilmente:

$$\begin{aligned} T_{cb} &= T_{cd} + \left(R_{cd} I_{cd}^2 + \frac{W_d}{2} \right) K_{ais.} \\ T_{rf} &= T_{cb} \\ T_{ai} &= T_{rf} + \left(R_{cd} I_{cd}^2 \left(1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf}\right) + W_d \right) K_{antic.} \\ T_{ae} &= T_{ai} + \left(R_{cd} I_{cd}^2 \left(1 + \lambda_{cb} + \lambda_{rf} + \lambda_{ai} + \lambda_{ae}\right) + W_d \right) \left(K_{prot.} + K_{terreno} \right) \end{aligned} \tag{B.89}$$

Si se desea hallar la corriente I_{cd} para la cual el conductor alcanza una temperatura de T_{cd}:

$$I_{cd} = \sqrt{\frac{T_{cd} - T_{lm} - W_d k_1}{R_{cd} k_2}} \tag{B.90}$$

La resistencia eléctrica varía al cambiar la temperatura, por tanto R_{cd} depende de T_{cd}, según una relación lineal (ver ecuación B.93). En las expresiones anteriores se podría haber sustituido esta expresión y volver a despejar las incógnitas. Sin embargo, al variar las temperaturas también lo hacen los factores de pérdidas λ. Con lo cual, tanto para el proceso de hallar la corriente I_{cd} a una temperatura dada T_{cd}, como el proceso inverso, deben realizarse de manera iterativa.

B.2.2 Modelo para el cálculo de la corriente de cortocircuito admisible

La corriente de cortocircuito admisible $I_{cc\ admisible}$ por un elemento conductor es aquella corriente, considerada como un valor eficaz constante, que establecida durante un tiempo t, provoca la elevación de la temperatura del conductor desde una temperatura inicial $T_{inicial}$ hasta una temperatura límite final T_{final}.

B.2.2.1 Ecuaciones corriente-tiempo-temperatura para un conductor adiabático

El fenómeno térmico asociado a la corriente de cortocircuito es muy rápido, habitualmente menor de 1 segundo. Por ello, para modelar el fenómeno puede considerarse que el metal conductor que se está calentando, debido a su resistencia eléctrica y a la corriente que por él circula, lo hace adiabáticamente. Con ello se está del lado de la seguridad, ya que la temperatura alcanzada por el conductor con esta hipótesis es siempre mayor que si se considera la transferencia de calor hacia los elementos adyacentes.

La temperatura final T_{final} es la mínima temperatura máxima de corta duración admisible $T_{cc\ máxima}$ de entre los aislantes en contacto con el conductor. Ello se debe a que si el conductor está en contacto con dos aislantes de diferentes limitaciones térmicas, ha de escogerse aquel que tenga el mínimo valor de $T_{cc\ máxima}$. A la temperatura inicial $T_{inicial}$ se le suele asignar la temperatura máxima admisible en régimen permanente, de manera que se parte de la situación más desfavorable.

Siendo el fenómeno un proceso de calentamiento adiabático de un sólido, el incremento de energía dE experimentado por el elemento conductor es proporcional a su masa m, a su calor específico c y al incremento de temperatura dT:

$$\mathrm{d}E = mc\mathrm{d}T \tag{B.91}$$

Cada uno de estos términos se puede desarrollar para el caso del calentamiento de un elemento metálico por el que circula corriente eléctrica.

El incremento de energía dE que sufre el elemento condutor se debe a las pérdidas óhmicas, que son proporcionales a la resistencia R, al cuadrado de la corriente eficaz I y al tiempo dt:

$$\mathrm{d}E = RI_{cc}^2\mathrm{d}t \tag{B.92}$$

La resistencia R varía con la temperatura T, más específicamente, es la resistividad del elemento conductor ρ la que lo hace. Recuérdese que se relacionan a través del área o sección A y la longitud l, $R = \rho\frac{l}{A}$.

Para el margen de variación de temperaturas previsto, se puede establecer una relación lineal:

$$\rho\left(T\right) = \rho_{T_{\mathrm{ref}\,\rho}}\left[1 + \alpha\left(T - T_{\mathrm{ref}\,\rho}\right)\right] \tag{B.93}$$

Las constantes de la relación lineal para la resistividad de los metales más usados como elementos de cables se muestran en la tabla B.3.

Material	$T_{\mathrm{ref}\,\rho}$ (°C)	$\rho_{T_{\mathrm{ref}\,\rho}}$ (Ωm)	α ($\frac{1}{^{\circ}\mathrm{C}}$)
Cobre	20	$1{,}72 \cdot 10^{-8}$	0.00393
Aluminio	20	$2{,}82 \cdot 10^{-8}$	0.00400
Plomo	20	$23{,}1 \cdot 10^{-8}$	0.00410
Hierro y aceros baja aleación carbono	20	$17{,}0 \cdot 10^{-8}$	0.00500

Tabla B.2: Resistividad eléctrica $\rho\left(T\right) = \rho_{T_{\mathrm{ref}\,\rho}}\left[1 + \alpha\left(T - T_{\mathrm{ref}\,\rho}\right)\right]$, (0-300°C), [71]

La masa m del elemento conductor puede expresarse como le producto de su densidad d, sección o área A y longitud l:

$$m = dAl \tag{B.94}$$

El calor específico c de los metales varía con la temperatura T. Para el margen de variación de temperaturas previsto, esta relación puede aproximarse mediante una relación lineal:

$$c\left(T\right) = c_{T_{\mathrm{ref}\,c}}\left[1 + \beta\left(T - T_{\mathrm{ref}\,c}\right)\right] \tag{B.95}$$

Las constantes de la relación lineal para el calor específico de los metales más usados como elementos de cables se muestran en la tabla B.3.

Si se sustituye todos los términos desarrollados en la ecuación inicial:

Material	$T_{\text{ref } c}$ (°C)	$c_{T_{\text{ref } c}}$ ($\frac{\text{J}}{\text{kg°C}}$)	β ($\frac{1}{\text{°C}}$)
Cobre	0	381	0.00034
Aluminio	0	884	0.00052
Plomo	0	127	0.00037
Hierro y aceros baja aleación carbono	0	442	0.00094

Tabla B.3: Calor específico en metales $c(T) = c_{T_{\text{ref } c}}[1+\beta(T-T_{\text{ref } c})]$, (0-300°C), [71]

$$\rho_{T_{\text{ref }\rho}}\left[1+\alpha\left(T-T_{\text{ref }\rho}\right)\right]\frac{l}{A}I_{\text{cc}}^2\text{d}t = dAlc_{T_{\text{ref } c}}\left[1+\beta\left(T-T_{\text{ref } c}\right)\right]\text{d}T \tag{B.96}$$

La longitud l desaparece de la relación. La ecuación se puede reordenar e integrar entre 0 y t para el tiempo, y entre T_{inicial} y $T_{\text{cc máxima}}$ para las temperaturas:

$$\int_0^t I_{\text{cc}}^2\text{d}t = \frac{dA^2c_{T_{\text{ref } c}}}{\rho_{T_{\text{ref }\rho}}}\int_{T_{\text{inicial}}}^{T_{\text{cc máxima}}}\frac{1+\beta\left(T-T_{\text{ref } c}\right)}{1+\alpha\left(T-T_{\text{ref }\rho}\right)}\text{d}T \tag{B.97}$$

Como la corriente I_{cc} se considera constante, el miembro de la izquierda se puede escribir como:

$$\int_0^t I_{\text{cc}}^2\text{d}t = I_{\text{cc}}^2 t \tag{B.98}$$

El miembro derecho contiene términos constantes y una integral polinómica:

$$\int_{T_{\text{inicial}}}^{T_{\text{cc máxima}}}\frac{1+\beta\left(T-T_{\text{ref } c}\right)}{1+\alpha\left(T-T_{\text{ref }\rho}\right)}\text{d}T = \int_{T_{\text{inicial}}}^{T_{\text{cc máxima}}}\frac{1-\beta T_{\text{ref } c}+\beta T}{1-\alpha T_{\text{ref }\rho}+\alpha T}\text{d}T \equiv \int_{x_1}^{x_2}\frac{A+Bx}{C+Dx}\text{d}x \tag{B.99}$$

El integrando se puede separar realizando la división polinómica:

$$\frac{A+Bx}{C+Dx} = \frac{B}{D}+\frac{A-C\frac{B}{D}}{C+Dx} \tag{B.100}$$

Entonces:

$$\begin{aligned}\int_{x_1}^{x_2}\frac{A+Bx}{C+Dx}\text{d}x &= \frac{B}{D}\int_{x_1}^{x_2}\text{d}x+\left(A-C\frac{B}{D}\right)\frac{1}{D}\int_{x_1}^{x_2}\frac{D}{C+Dx}\text{d}x\\ \int_{x_1}^{x_2}\frac{A+Bx}{C+Dx}\text{d}x &= \frac{B}{D}\left(x_2-x_1\right)+\left(\frac{A}{D}-\frac{CB}{D^2}\right)\ln\left(\frac{C+Dx_2}{C+Dx_1}\right)\end{aligned} \tag{B.101}$$

Sustituyendo cada uno de los términos genéricos por los originales:

$$\begin{aligned}I_{\text{cc}}^2 t = \frac{dA^2c_{T_{\text{ref } c}}}{\rho_{T_{\text{ref }\rho}}}\Bigg[&\frac{\beta}{\alpha}\left(T_{\text{cc máxima}}-T_{\text{inicial}}\right)+\ldots\\ &\ldots+\left(\frac{1-\beta T_{\text{ref } c}}{\alpha}-\frac{\beta\left(1-\alpha T_{\text{ref }\rho}\right)}{\alpha^2}\right)\ln\left(\frac{1-\alpha T_{\text{ref }\rho}+\alpha T_{\text{cc máxima}}}{1-\alpha T_{\text{ref }\rho}+\alpha T_{\text{inicial}}}\right)\Bigg]\end{aligned} \tag{B.102}$$

Esta fórmula aplicada a cada uno de los elementos conductores más usados resulta (en unidades del SI):

$$\begin{aligned}
\text{Cobre}: \quad & I_{cc}^2 t = A^2 \left[17 \left(T_{cc\ máxima} - T_{inicial} \right) + 45300 \ln \frac{235 + T_{cc\ máxima}}{235 + T_{inicial}} \right] 10^{12} \\
\text{Aluminio}: \quad & I_{cc}^2 t = A^2 \left[11 \left(T_{cc\ máxima} - T_{inicial} \right) + 18700 \ln \frac{230 + T_{cc\ máxima}}{230 + T_{inicial}} \right] 10^{12} \\
\text{Plomo}: \quad & I_{cc}^2 t = A^2 \left[1 \left(T_{cc\ máxima} - T_{inicial} \right) + 1390 \ln \frac{224 + T_{cc\ máxima}}{224 + T_{inicial}} \right] 10^{12} \\
\text{Fe y aceros bajo C}: \quad & I_{cc}^2 t = A^2 \left[4 \left(T_{cc\ máxima} - T_{inicial} \right) + 3370 \ln \frac{180 + T_{cc\ máxima}}{180 + T_{inicial}} \right] 10^{12}
\end{aligned} \tag{B.103}$$

Estas expresiones son las más generales y exactas posibles. Sin embargo, se suelen utilizar estas expresiones simplificadas, en donde se elimina el primer sumando del paréntesis. Así, se añade de forma implícita un cierto factor se seguridad para la corriente de cortocircuito admisible. Por tanto, las expresiones que se usan en este estudio son las simplificadas:

$$\begin{aligned}
\text{Cobre}: \quad & I_{cc\ admisible}^2 t = 45300 A^2 \ln \frac{235 + T_{cc\ máxima}}{235 + T_{inicial}} \\
\text{Aluminio}: \quad & I_{cc\ admisible}^2 t = 18700 A^2 \ln \frac{230 + T_{cc\ máxima}}{230 + T_{inicial}} \\
\text{Plomo}: \quad & I_{cc\ admisible}^2 t = 1390 A^2 \ln \frac{224 + T_{cc\ máxima}}{224 + T_{inicial}} \\
\text{Hierro y aceros bajo C}: \quad & I_{cc\ admisible}^2 t = 3370 A^2 \ln \frac{180 + T_{cc\ máxima}}{180 + T_{inicial}}
\end{aligned} \tag{B.104}$$

Donde $I_{cc\ admisible}$ [A], t [s], A $\left[\text{mm}^2\right]$ y las temperaturas T en °C.

B.2.2.2 Corriente de cortocircuito térmica equivalente

Para cada elemento conductor del cable, con dimensiones y propiedades definidas, se tiene una $I_{cc\ admisible}$, como ya se ha podido comprobar. Esta corriente límite ha sido considerada como un valor eficaz constante, por tanto, para poder compararla con lo impuesto por la red en los extremos de la línea, deberán calcularse las corrientes de cortocircuito (variables en el tiempo) como corrientes térmicas equivalentes para el tiempo de cortocircuito t.

La corriente térmica equivalente de un punto de la red $I_{cc\ térmica\ red}$ es el valor eficaz de la corriente instantánea de cortocircuito $i_{cc}(t)$:

$$I_{cc\ térmica\ red} = \sqrt{\frac{1}{t} \int_0^t i_{cc}^2(t)\, \mathrm{d}t} \tag{B.105}$$

La expresión más general de $i_{cc}(t)$ corresponde a la modelización de los cortocircuitos en redes con generadores síncronos próximos:

$$i_{cc}(t) = \sqrt{(2)} \left\{ \left[\left(I''_{cc} - I'_{cc} \right) \mathrm{e}^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(I'_{cc} - I_{cc} \right) \mathrm{e}^{-\frac{t}{T'_d}} + I_{cc} \right] \cos(\omega t) - I''_{cc} \mathrm{e}^{-\frac{t}{T_a}} \right\} \tag{B.106}$$

En donde se distinguen: la corriente eficaz del periodo subtransitorio I''_{cc}, la corriente eficaz del periodo transitorio I'_{cc} y la corriente eficaz del régimen permanente I_{cc}. Durante el cortocircuito hay una componente periódica de amplitud decreciente caracterizada por las constantes de tiempo subtransitoria T''_d y transitoria T'_d, ambas para el eje directo, y una componente aperiódica con constante de tiempo T_a.

Todas las componentes de la ecuación de $i_{cc}(t)$ se pueden hallar para cada punto de la red a partir del valor de la tensión de prefalta y de las impedancias equivalentes para cada periodo (subtransitorio, transitorio y permanente). Cuanto más lejano esté el cortocircuito de los generadores, las corrientes de los distintos periodos serán más parecidas, ya que las impedancias de las líneas tienen un mayor impacto sobre las impedancias equivalentes.

Las constantes de tiempo de los periodos subtransitorio y transitorio se pueden tomar como una media ponderada con respecto a la aportación de corriente de cortocircuito de cada generador. La constante de tiempo aperiodica es aproximadamente igual a la constante de tiempo de un circuito $R-L$, $T_a = \frac{L}{R} = \frac{X}{\omega R}$, en donde la impedancia es la equivalente desde el punto de falta para el régimen permanente.

En la figura B.16 se representa la ecuación general de una corriente de cortocircuito próxima a generadores (con los parámetros típicos de una máquina síncrona de rotor liso), las corrientes de cortocircuito térmicas equivalentes para un tiempo de cortocircuito t, y las corrientes admisibles $I_{cc\ admisible}$ de un conductor de cobre de 400 y 600 mm^2 con $T_{inicial} = 90°C$ y $T_{cc\ máxima} = 250°C$.

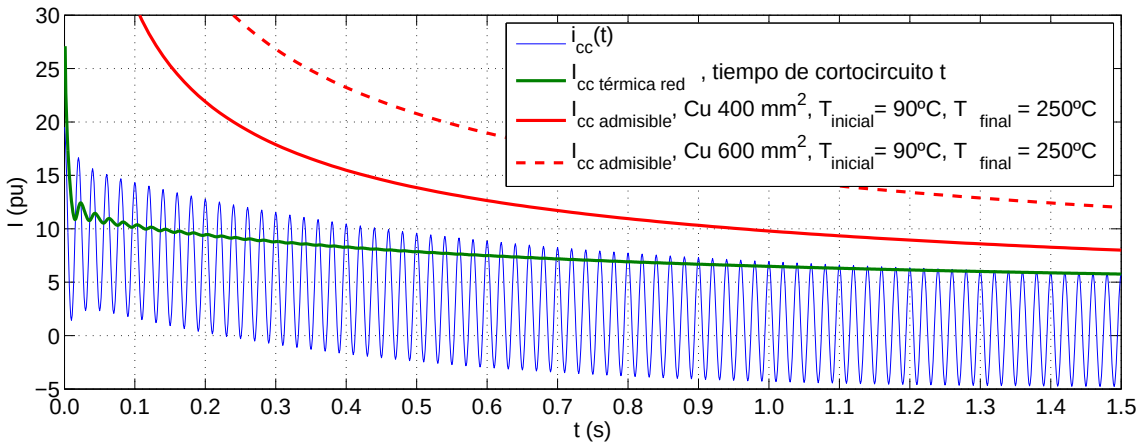


Figura B.16: $i_{cc}(t)$, $I_{cc\ térmica\ red}$ y $I_{cc\ admisible}$

Es claro que tras calcular en ambos extremos del cable y para cada conductor de éste la corriente equivalente $I_{cc\ térmica\ red}$, ésta deberá ser menor que la corriente $I_{cc\ admisible}$ para todo tiempo de cortocircuito y con cierto margen de seguridad.

En caso de no cumplirse con este requerimiento, puede procederse a una reducción del tiempo de cortocircuito a través de la mejora en el sistema de protecciones. Obsérvese en la figura B.16 que el incremento de $I_{cc\ admisible}$ es mayor que el de $I_{cc\ térmica\ red}$ al reducirse el tiempo de cortocircuito.

También se puede modificar la sección de los elementos conductores que no cumplan, lo cual produce una traslación positiva de la curva $I_{cc\ admisible}$ en el eje de ordenadas.

Apéndice C

Parámetros de los modelos

C.1 Líneas de transporte

En esta sección del apéndice se calculan los parámetros de las líneas eléctricas de transporte para los casos de montajes aéreos y subterráneos, para el caso de las líneas submarinas, al ser uno de los ejes del presente estudio, se analiza en la parte principal del documento.

Para el cálculo de los parámetros se podrían haber consultado las referencias bibliográficas y haber tomado los datos de las líneas que en ellas se muestran, por ejemplo [105, páginas 154-159] y [79, página 157]. En vez de ello, a través de la información disponible (Boletín Oficial de Canarias [24] y Plan Energético Nacional [32] y otras) se han resumido y simplificado las características de los distintos tipos de líneas para los sistemas en estudio, y se han aplicado los modelos adecuados para el cálculo de los parámetros eléctricos. En el apéndice D se resume la topología de los sistemas eléctricos, cuya compilación de datos se explicó en el capítulo 5.

C.1.1 Líneas aéreas

Los conductores empleados se conocen para cada línea. Asimismo se conoce qué circuitos comparten apoyo, lo cual entra en consideración cuando circulan componentes homopolares en análisis de cortocircuitos, pero no en análisis de flujo de potencia.

Sin embargo, no se conocen tácitamente los armados utilizados en los apoyos, por tanto, para cada uno de los tipos de línea se elegirá un armado del apoyo "típico". Los armados se eligen en función de las distancias de seguridad, el cálculo de las oscilaciones de las cadenas de aisladores (en el caso de apoyos de alineación), aunque también dependen de la serie de apoyo necesaria según el cálculo mecánico.

Si se sintetizan las tipologías de líneas aéreas existentes y futuras que se resumen en el apéndice D, quedan las siguientes: líneas de simple y doble circuito a 66 kV, líneas de doble circuito a 132 kV y líneas de doble circuito a 220 kV. Suponiendo que se utilizan apoyos de la empresa Made, [126], las series utilizadas en la red de (sub)transporte son las que se muestran en la figura C.1. Se hará uso de los catálogos publicados por esta empresa.

Para cada una de las tipologías se va a suponer lo siguiente:

- **Líneas con circuito simple a 66 kV.** Esta tipología se instaló en el pasado en una buena parte de los sistemas eléctricos. En Lanzarote y Fuerteventura constituyen todavía hoy gran parte del corredor norte-sur. En Gran Canaria, se utilizó en la primera línea que

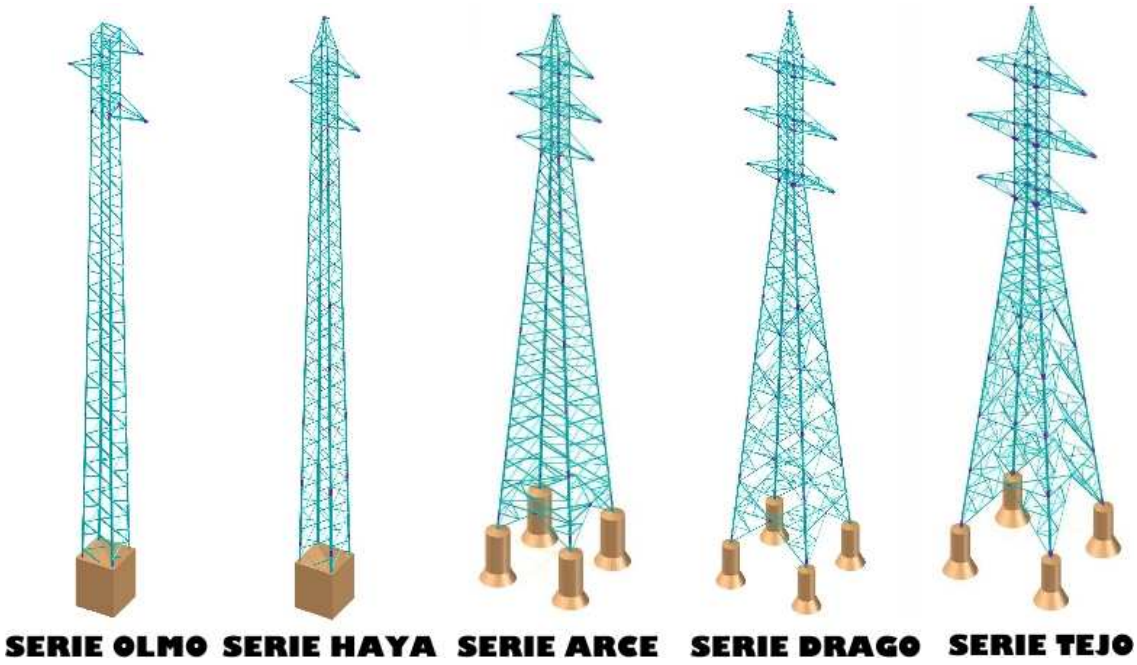


Figura C.1: Series de apoyos de la empresa Made para líneas de (sub)transporte, 66-220 kV

conectó el norte (desde Jinámar) y el sur (hasta Arguineguín, pasando por Carrizal, Matas Blancas y Maspalomas), también se utilizó en la línea de salida (desde Jinámar) hacia el norte (hasta Guía, pasando por Arucas). En Tenerife, todavía constituyen el cierre del anillo por el norte de la isla. Sin embargo, tras el desarrollo de la red, algunos tramos han sido dados de baja, o bien han pasado a un segundo plano tras la instalación de dobles circuitos entre ciertas subestaciones, aumentando el nivel de mallado de la red.

Si se observa la figura C.2, en donde se muestran imágenes de apoyos instalados en Gran Canaria y Tenerife, se observa que los apoyos utilizados corresponden a series con cimentación monobloque, series Olmo y Haya. En Fuerteventura y Lanzarote se observaron algunos apoyos con cimentación de 4 macizos, correspondientes a la serie Arce. Sin embargo, las tres series comparten el mismo grupo de armados. La mayoría de armados, a excepción de apoyos singulares, tienen los cables a tresbolillo, y además se observa que no se utilizan cables de tierra.

De todos los armados disponibles para estas series, se va a suponer que el armado "típico" es el **E42**, que es un armado de dimensiones intermedias entre el E5 y E51. La altura media de los conductores depende de la longitud de los vanos y del requisito de mantener las distancias de seguridad con el terreno, se va a suponer una altura media de 12 metros.

- **Líneas con circuito doble a 66 kV.** Estas líneas se instalaron hace ya más de 20 años en Gran Canaria y Tenerife como aumento del mallado de la red en los principales corredores insulares. Muy pocas líneas operan como un doble circuito puro, en la mayoría de casos, aunque los circuitos comparten apoyo, éstos tienen distintas subestaciones origen y final.

  A tenor de la figura C.3, en donde se observar apoyos de este tipo presentes en Gran Canaria y Tenerife, se ve que se utilizan siempre cimentaciones mediante 4 macizos, lo que para tensiones de 66 kV corresponde a las series Arce y Drago. Es de suponer que se utiliza la serie Arce, ya que la serie Drago tiene armados más acordes con tensiones

Figura C.2: Vista de varios apoyos con circuito simple a 66 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44]

de 132 y 220 kV. En la figura también se observa que en todos los casos está instalado el cable de tierra, y el ancho de las crucetas es constante. Por tanto, la elección se reduce a los armados H20, H22, H23, y a los armados H250, H252, H253. La diferencia entre estos dos grupos de armados estriba en la distancia vertical entre crucetas, en el primer caso 2 metros, y en el segundo caso 2.5 metros. La diferencia entre armados de un mismo grupo es el ancho de la cruceta y la altura de la cúpula. Se supondrá un armado **H250** como armado "típico", y una altura media de conductores de 12 metros.

Figura C.3: Vista de varios apoyos con circuito doble a 66 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44]

Debe anotarse que hay líneas operando a 66 kV, pero cuyo aislamiento está dimensionado para 220 kV. En ese caso se usará las dimensiones típicas correspondientes.

- **Líneas con circuito doble a 132 kV.** No hay ninguna línea que opere a esta tensión actualmente, pero lo hará en Lanzarote y Fuerteventura si se siguen las directrices de planificación, según se vio en la parte principal de esta memoria. Se va a suponer que el apoyo "típico" corresponde a una serie Drago con armado **H5** y una altura media de conductores de 16 metros.

- **Líneas con circuito doble a 220 kV.** Por ahora sólo hay dos líneas operativas de este tipo, las que unen los dos centros de generación en Gran Canaria y Tenerife. Sin embargo, existen líneas que aún operan a 66 kV, pero cuyo dimensionamiento

está preparado para 220 kV.

En la figura C.4, se observan varios tipos de apoyo. Las dos imágenes de la izquierda corresponden a los apoyos típicos de celosía y con circuitos en bandera. Las dos imágenes de la derecha muestran los apoyos singulares utilizados por la línea Granadilla - Los Vallitos (todavía operando a 66 kV) a su paso por el aeropuerto.

Las series adecuadas para esta tensión son las series Drago y Tejo. Se va a suponer que el apoyo "típico" corresponde a uno de la serie Tejo y armado **H51**, además se supone una altura media de los conductores de 20 metros.

Figura C.4: Vista de varios apoyos con circuito doble a 220 kV presentes en Gran Canaria y Tenerife, [44]

Las dimensiones de los distintos armados para las distintas series en consideración son las que se muestran en la tabla C.1.

Armado	*a* (m)	*b* (m)	*c* (m)	*d* (m)	**Utilización**
Olmo E42	2.00	2.02	2.30	3.01	Línea circuito simple 66 kV
Arce H250	2.40	2.50	2.40	3.70	Línea circuito doble 66 kV
Drago H5	4.10	4.40	4.30	5.90	Línea circuito doble 132 kV
Tejo H51	5.60	5.50	6.10	7.65	Línea circuito doble 220 kV

Nota: en la figura C.5 se muestran las dimensiones a, b, c y d.

Tabla C.1: Dimensiones de las crucetas utilizadas en el estudio

Una vez se conocen las dimensiones de los armados y la altura media de los conductores, sólo falta conocer los conductores que se utilizan en cada caso. A través de los datos mostrados en el apéndice D, se obtiene que los conductores utilizados se reducen a las series de conductores desnudos de aluminio reforzado con acero, ACSR en inglés, y con acero recubierto de aluminio, ACSR/AW. En concreto los conductores utilizados corresponden a la norma ya anulada UNE-21018 (series LA y LARL), y aparece también un conductor con norma británica, el Raccoon. El nuevo Reglamento de líneas de alta tensión [78], impone otra nomenclatura que deriva de una norma europea (UNE-EN-50182). No obstante, existe correspondencia entre ambas normas, e incluso con las americanas ASTM, pero aquí se usará la antigua.

En la tabla C.2 se muestran los conductores considerados, indicando la denominación según

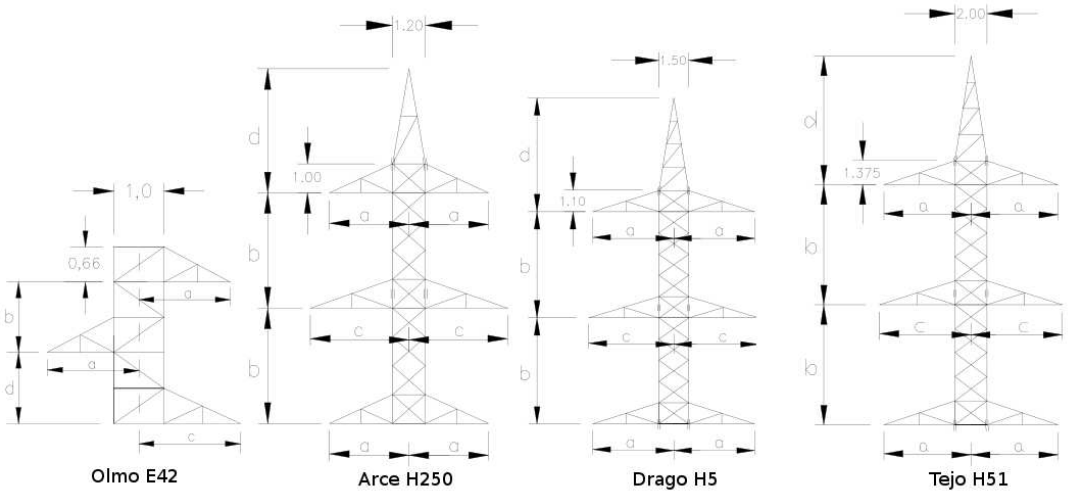


Figura C.5: Geometría de los armados Made considerados, series Olmo, Drago y Tejo

la antigua normativa española y su correspondiente americana, el área total, el diámetro exterior y la resistencia por unidad de longitud en corriente continua y a 50°C:

Conductor	A (mm^2)	D_{exterior} (mm)	$R'_{\text{CC 50°C}}$ (Ω/km)
Raccoon	91.95	12.27	0.4068
LARL-125 (Penguin)	125.1	14.31	0.2837
LARL-145	147.1	15.75	0.2513
LARL-280 (Hawk)	281.1	21.78	0.1267
LARL-380 (Gull)	381.0	25.38	0.0918
LARL-516 (Rail)	516.8	29.61	0.0655

Tabla C.2: Conductores desnudos utilizados

Para los cables de tierra n el caso en los que existe, se supondrá un cable compuesto con fibra óptica (OPGW) de la empresa ECN Cable Group (General Cable) con las siguientes características relevantes:

- Resistencia en corriente continua a 20°C, 0.2866 Ω/km.
- Diámetro exterior total, 18 mm.
- Diámetro interior del tubo que aloja las fibras ópticas, 8 mm.

Teniendo los conductores y las dimensiones de separación entre éstos y con el terreno, lo único que falta es la resistividad del terreno, que se supondrá de 100 Ω · m. Haciendo uso de la función de MATLAB® `power_lineparam`, se pueden hallar las matrices de impedancias y admitancias. Éstas no se van a utilizar, pero sí los valores de secuencia obtenidos tras la transformación.

Aunque en la mayoría de casos no se realiza la transposición de fases, al ser líneas relativamente cortas, el desequilibrio se puede obviar. Además, los análisis de flujo de potencia y cortocircuito siempre asumen ímplicitamente este hecho. Solamente en análisis muy particulares es necesario distinguir las distintas fases. Para cada tipología de línea se utilizan

determinados conductores, por lo que para cada una de ellas se calculará solamente con los conductores utilizados:

- **Líneas con circuito simple a 66 kV.** Se tienen instaladas con conductores Raccoon, LARL-125, LARL-145 y LARL-280. En la tabla C.8 se muestran los parámetros eléctricos longitudinales y transversales a frecuencia industrial para estos conductores y con las hipótesis dimensionales de montaje antes expuestas.

Conductor	R'_0	R'_1	X'_0	X'_1	B'_0	B'_1
Racoon	0.5512	0.4070	1.4286	0.4358	1.5410	2.6260
LARL-125	0.4281	0.2840	1.4199	0.4261	1.5623	2.6889
LARL-145	0.3958	0.2516	1.4129	0.4201	1.5758	2.7282
LARL-280	0.2715	0.1273	1.3925	0.3997	1.6234	2.8737

Tabla C.3: Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con circuito simple a 66 kV

- **Líneas con circuito doble a 66 kV.** Se tienen instaladas con los conductores LARL-125, LARL-145, LARL-280 y LARL-380. En la tabla C.4 se muestran los parámetros eléctricos longitudinales y transversales a frecuencia industrial para estos conductores y con las hipótesis dimensionales de montaje antes expuestas.

  Nótese que al ser armados simétricos, los valores propios son similares para los dos circuitos que comparten apoyo. Además, el único acoplamiento apreciable entre los circuitos ocurre para la secuencia homopolar.

Conductor	R'_0	R'_1	X'_0	X'_1	B'_0	B'_1	R'_{0m}	X'_{0m}	B'_{0m}
LARL-125	0.4746	0.2846	1.1036	0.3976	1.7222	2.9078	0.1904	0.5984	0.5426
LARL-145	0.4420	0.2519	1.0976	0.3916	1.7403	2.9552	0.1904	0.5984	0.5529
LARL-280	0.3177	0.1276	1.0770	0.3712	1.8048	3.1279	0.1904	0.5984	0.5905
LARL-380	0.2830	0.0930	1.0675	0.3616	1.8371	3.2167	0.1904	0.5984	0.6097

Tabla C.4: Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 66 kV

- **Líneas con circuito doble a 132 kV.** Se instalarán estas líneas con conductores LARL-380. En la tabla C.5 se muestran los parámetros eléctricos longitudinales y transversales a frecuencia industrial para este conductor, con las hipótesis dimensionales de montaje antes expuestas.

Conductor	R'_0	R'_1	X'_0	X'_1	B'_0	B'_1	R'_{0m}	X'_{0m}	B'_{0m}
LARL-380	0.2633	0.0931	1.0516	0.4057	1.8353	2.8595	0.1680	0.5801	0.4534

Tabla C.5: Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 132 kV

- **Líneas con circuito doble a 220 kV.** Se tienen instaladas y se instalarán con conductores LARL-516. En la tabla C.6 se muestran los parámetros eléctricos longitudinales y transversales a frecuencia industrial para este conductor, con las hipótesis dimensionales de montaje antes expuestas.

Conductor	R'_0	R'_1	X'_0	X'_1	B'_0	B'_1	R'_{0m}	X'_{0m}	B'_{0m}
LARL-516	0.23056	0.0681	1.0611	0.4015	1.743	2.8804	0.1610	0.5490	0.4348

Tabla C.6: Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con doble circuito a 220 kV

C.1.2 Líneas subterráneas

A través de los datos mostrados en el apéndice D, se pueden resumir los cables utilizados en los sistemas eléctricos a estudio. Se trata de cables unipolares para tensiones de trabajo de 66 kV, secciones de 400 (aluminio o cobre), 630 (aluminio o cobre), 800 (aluminio) y 1000 (aluminio) mm^2. Además, para las propuestas y planificaciones se necesita un cable subterráneo a 132 kV con capacidad de transporte mayor a los circuitos aéreos con conductores LARL-380, para lo que se estima una sección de 800 mm^2 en aluminio. Se supondrá que todos tienen aislamiento XLPE.

Al ser cables comunes, basta con acudir a los catálogos de un fabricante de referencia. Se ha elegido ABB como empresa, ver [3], a través de su catálogo se ha construído la tabla C.7 con las dimensiones de los cables usados. Asimismo se muestra la distancia de separación entre conductores, suponiendo un montaje plano de los conductores.

En este catálogo aparece un dimensionamiento de las pantallas con alambres de cobre con 35 y 95 mm^2, lo cual es insuficiente para la capacidad de cortocircuito requerida por REE, 31.5 kA para un cortocircuito de 0.5 segundos (66 kV y 132 kV). Si se aplica la ecuación B.104 para este caso, se obtiene una sección de cobre mínima de 165 mm^2. Mayorando este valor, se aplicará una pantalla de cobre de 200 mm^2.

Conductor	$r_{\text{conductor}}$	f_{relleno}	$e_{\text{sistema aislamiento}}$	e_{pantalla}	f_{relleno}	r_{exterior}	$s_{\text{separación}}$
			66/72.5 kV				
400 Cu	11.8	0.91	10.6	2.5	0.54	27.0	150
400 Al	11.8	0.91	10.6	2.5	0.54	27.0	150
630 Cu	14.9	0.90	11.2	2.5	0.47	31.0	150
630 Al	14.9	0.90	11.2	2.5	0.47	31.0	150
800 Al	16.8	0.90	11.3	2.5	0.43	33.0	150
1000 Al	18.9	0.89	11.3	2.5	0.40	35.0	150
			132/145 kV				
800 Al	16.8	0.90	17.2	2.0	0.45	79.0	250

Nota: dimensiones en mm.

Tabla C.7: Dimensiones de cables unipolares aislamiento XLPE, [3]

No se conoce específicamente el sistema de conexión de pantallas utilizado en cada línea, siendo habitual el sistema cruzado de pantallas (con trasposición de fases) para líneas largas y la conexión rígida a tierra de las pantallas en los extremos para líneas medias. El primero permite explotar al máximo la sección de cable, ya que virtualmente no circula corriente por las pantallas. El segundo no requiere más que la puesta a tierra de sus extremos, reduciendo la capacidad de transporte del cable, ya que por las pantallas circulan corrientes de retorno. La puesta a tierra de únicamente un extremo se utiliza para tramos cortos, en donde el otro extremo no alcance tensiones elevadas.

Los parámetros eléctricos se hallan de acuerdo a lo expuesto en el apéndice B. Se va a suponer una profundidad de enterramiento de 1.5 metros, formación plana con separación

de 15 centímetros, y como temperatura de conductores 50°C. Los parámetros se hallarán suponiendo una conexión rígida a tierra de las pantallas en ambos extremos (tensión nula en éstas).

Conductor	R'_0	R'_1	X'_0	X'_1	B'
66/72.5 kV					
400 Cu	0.1461	0.1456	0.0586	0.0661	68
400 Al	0.1763	0.1758	0.0588	0.0662	68
630 Cu	0.1286	0.1280	0.0528	0.0609	78
630 Al	0.1472	0.1466	0.0532	0.0613	78
800 Al	0.1387	0.1379	0.0501	0.0588	85
1000 Al	0.1315	0.1307	0.0468	0.0560	93
132/145 kV					
800 Al	0.1393	0.1344	0.0614	0.0804	62

Tabla C.8: Resistencias a 50°C (Ω/km), reactancias (Ω/km) y susceptancias (μS/km) de secuencia para las líneas con circuito simple a 66 kV

C.2 Transformadores

Los transformadores son parte fundamental de cualquier sistema de transporte de energía eléctrica, adecuan las tensiones a las que se transporta la energía a las potencias normales de transmisión en cada nivel de transporte. En el caso de las Islas Canarias, la red de transporte/subtransporte que alimenta a la red de distribución a 20 kV, es mayoritariamente a 66 kV, y algunas líneas hay construidas y planificadas a 132 y 220 kV.

Normalmente se distinguen tres tipos de transformadores según su ubicación en el sistema: transformadores elevadores en las centrales de generación (6.6-11.3/66 kV o 13.5/220 kV), transformadores de subtransporte/transporte (66-132/220 kV), y transformadores de distribución (66/20 kV).

Los transformadores elevadores o de grupo se sitúan tras el generador para elevar la tensión de generación, desde 6.6 kV hasta 13.5 kV, hasta la tensión de subtransporte/transporte, 66 kV o 220 kV. El margen de potencias es variado, desde los 5 MVA de las pequeñas unidades diesel hasta los 80 MVA de los mayores grupos de gas y vapor presentes en las islas. Los transformadores elevadores utilizados para la conexión de las redes de transporte y subtransporte son 66/220 kV y se utilizan unidades de 125 MVA. Los transformadores de distribución conectan la red de subtransporte con la de distribución, las tensiones de transformación son 66/20 kV.

Todos los transformadores son bañados en aceite en convección natural y refrigerados por aire en convección forzada, aunque pueden funcionar a potencia parcial si no entran en funcionamiento los ventiladores, es decir, son ONAF/ONAN.

Para cada unidad de transformación hace falta estimar los dos parámetros que el modelo serie del transformador requiere: la reactancia y la resistencia en cortocircuito. Para las reactancias de cortocircuito se utilizará [81, página 61]. Para las resistencias de cortocircuito se va tabular la figura presente en [93, página 99].

Potencia nominal (MVA)	**Tensión nominal del arrollamiento de AT**	
	66 kV	220 kV
5	7.5	-
10	9.0 - 11.0	-
15	10.0 - 11.0	-
30	10.0 - 11.0	-
45	10.0 - 12.5	-
60	10.0 - 12.5	-
120	-	15.0 - 20.0

Tabla C.9: Reactancias de cortocircuito (en %) [81, página 61]

Potencia nominal (MVA)	Tensión nominal del arrollamiento de AT	
	66 kV	220 kV
5	0.55 - 0.65	-
10	0.50 - 0.55	0.65 - 0.70
15	0.45 - 0.50	0.55 - 0.65
30	0.35 - 0.45	0.45 - 0.50
45	0.30 - 0.40	0.38 - 0.42
60	0.30 - 0.35	0.35 - 0.40
120	0.25 - 0.30	0.30 - 0.35

Tabla C.10: Resistencias de cortocircuito (en %) [93, página 99]

Apéndice D

Subestaciones y líneas de transporte

En este apéndice se detallan las tablas de subestaciones y líneas de transporte presentes y planificadas para los sistemas eléctricos a estudio. Su compilación se hizo de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 5.

Nótese que los conductores utilizados se han supuesto todos del tipo LARL (conductores de aluminio con núcleo de acero recubierto de aluminio), aunque se sabe que también hay del tipo LA (conductores de aluminio con núcleo de acero sin recubrimiento). Las capacidades térmicas se han supuesto iguales a las indicadas en [24].

Las tablas que se muestran corresponden a los siguientes sistemas eléctricos:

- Lanzarote - Fuerteventura 2010. Tablas D.1 y D.2.
- Lanzarote - Fuerteventura 2016. Tablas D.3 y D.4.
- Gran Canaria 2010. Tablas D.5 y D.6.
- Gran Canaria 2016. Tablas D.7 y D.8.
- Tenerife 2010. Tablas D.9 y D.10.
- Tenerife 2016. Tablas D.11 y D.12.
- La Gomera 2010. No se especifican las tablas por su sencillez, ver sección 5.5.
- La Gomera 2016. No se especifican las tablas por su sencillez, ver sección 5.5.
- Área sur de Marruecos/Sáhara Occidental 2021. Tablas D.13 y D.14.

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Corralejo	66	2	40 + 40	-	-
Gran Tarajal	66	2	18 + 18	-	-
Las Salinas	66	2	40 + 40	-	Generación conv.
Mácher	66	4	40 + 40	-	-
Matas Blancas	66	1	40 + 40	-	Generación no conv.
Playa Blanca	66	2	40 + 40	-	-
Punta Grande	66	3	40 + 40 + 40	-	Generación conv.
San Bartolomé	66	2	18 + 18	-	Generación no conv.

Tabla D.1: Subestaciones, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2010

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Matas Blancas	Gran Tarajal	66	1	1	Aéreo	6.45	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	2.56	1000 Al	90
				1	3	Aéreo	25.00	LARL-280	62
2	Gran Tarajal	Las Salinas	66	1	1	Aéreo	38.77	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	1.27	1000 Al	90
3	Las Salinas	Corralejo	66	1	1	Subterráneo	1.27	1000 Al	90
				1	2	Aéreo	23.33	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	0.95	630 Cu	80
4	Corralejo	Playa Blanca	66	1	1	Subterráneo	5.00	800 Al	80
				1	2	Submarino	15.00	300 Cu Tripolar	64
				1	3	Subterráneo	1.50	800 Al	80
5	Playa Blanca	Mácher	66	1	1	Aéreo	16.70	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, comparte apoyo con 6-1	0.70	LARL-280	62
6	Mácher	San Bartolomé	66	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 5-2	0.70	LARL-280	62
				1	2	Aéreo	9.17	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	0.85	800 Al	80
7	San Bartolomé	Punta Grande	66	1	1	Subterráneo	0.85	800 Al	80
				1	2	Aéreo	8.06	LARL-280	62
8	Punta Grande	Mácher	66	1	1	Subterráneo	21.59	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	21.59	800 Al	80

Tabla D.2: Líneas de transporte, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2010

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Antigua	66	0	18 + 18	70 + 70	Generación no conv.
Antigua	132	6	0	70 + 70	-
Corralejo	66	2	40 + 40	70 + 70	Generación no conv.
Corralejo	132	3	0	70 + 70	-
Gran Tarajal	66	0	18 + 18	70 + 70	-
Gran Tarajal	132	4	0	70 + 70	-
Jandía	66	2	40 + 40	0	-
Las Salinas	66	0	40 + 40 + 40	125 + 125 + 125	-
Las Salinas	132	4	0	125 + 125 + 125	-
Mácher	66	4	40 + 40	70	React. 3 x 6 MVAr
Mácher	132	2	0	70 + 70	-
Matagorda	66	0	40 + 40	70 + 70	-
Matagorda	132	2	0	70 + 70	-
Matas Blancas	66	2	40 + 40	70 + 70	Generación no conv. y conv.
Matas Blancas	132	2	0	70 + 70	Generación no conv. y conv.
Nueva Central Lanzarote	132	4	0	0	Generación conv.
Nueva Central Fuerteventura	132	4	0	0	Generación conv.
Playa Blanca	66	1	40 + 40 + 40	70 + 70	-
Playa Blanca	132	3	0	70 + 70	-
Punta Grande	66	6	40 + 40 + 40	0	Generación conv.
San Bartolomé	66	4	18 + 18	0	-
Teguise	66	2	18 + 18	0	-

Tabla D.3: Subestaciones, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2016

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Jandía	Matas Blancas	66	1	1	Subterráneo	10.50	1000 Al	90
				2	1	Subterráneo	10.50	1000 Al	90
2	Matas Blancas	Nueva Central Fuerteventura	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 2-2	12.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 2-1	12.00	LARL-380	152
3	Nueva Central Fuerteventura	Gran Tarajal	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 3-2	22.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 3-1	22.00	LARL-380	152
4	Gran Tarajal	Antigua	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 4-2	12.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 4-1	12.00	LARL-380	152
5	Antigua	Las Salinas	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 5-2	30.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 5-1	30.00	LARL-380	152
6	Las Salinas	Corralejo	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 6-2	25.50	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 6-1	25.50	LARL-380	152
7	Corralejo	Playa Blanca	66	1	1	Subterráneo	5.00	800 Al	80
				1	2	Submarino	15.00	300 Cu Tripolar	64
				1	3	Subterráneo	1.50	800 Al	80
8	Corralejo	Playa Blanca	132	1	1	Subterráneo	5.00	800 Al	160
				1	2	Submarino	15.00	300 Cu Tripolar	120
				1	3	Subterráneo	1.50	800 Al	160
9	Playa Blanca	Nueva Central Lanzarote	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 9-2	5.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 9-1	5.00	LARL-380	152
10	Nueva Central Lanzarote	Mácher	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 10-2	9.00	LARL-380	152
				1	2	Aéreo, comparte apoyo con 10-1	3.10	LARL-380	152
11	Nueva Central Lanzarote	Matagorda	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 11-2	9.00	LARL-380	152
				1	2	Aéreo, comparte apoyo con 11-1	6.90	LARL-380	152
12	Matagorda	Mácher	132	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 12-2	6.90	LARL-380	152
				1	2	Aéreo, comparte apoyo con 12-1	3.10	LARL-380	152
13	Mácher	Punta Grande	66	1	1	Subterráneo	21.59	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	21.59	800 Al	80
14	Mácher	San Bartolomé	66	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 14-2	9.45	LARL-380	152
				1	2	Subterráneo	0.85	800 Al	80
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 14-1	9.45	LARL-380	152
				2	2	Subterráneo	0.85	800 Al	80
15	San Bartolomé	Punta Grande	66	1	1	Subterráneo	0.85	800 Al	80
				1	2	Aéreo, comparte apoyo con 15-2	8.06	LARL-380	152

Tabla D.4: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
				2	1	Subterráneo	0.85	800 Al	80
				2	2	Aéreo, comparte apoyo con 15-1	8.06	LARL-380	152
16	Punta Grande	Teguise	66	1	1	Aéreo, comparte apoyo con 16-2	10.00	LARL-380	152
				2	1	Aéreo, comparte apoyo con 16-1	10.00	LARL-380	152

Tabla D.4: Líneas de transporte, sistema Lanzarote - Fuerteventura, 2016

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Aldea Blanca	66	4	18 + 40	-	-
Arguineguín	66	3	25 + 25	-	-
Arucas	66	2	40 + 40	-	-
Barranco de Tirajana	66	6	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Barranco de Tirajana	220	1	0	125 + 125	Generación conv.
Barranco de Tirajana II	220	1	0	125	Generación conv.
Barranco Seco	66	4	40 + 40	-	-
Buenavista	66	3	36 + 36	-	-
Carrizal	66	2	18 + 18	-	Generación no conv.
Cementos Especiales	66	1	-	-	-
Cinsa	66	2	18 + 18	-	-
Guía	66	2	40 + 40	-	Generación no conv.
Guanarteme	66	3	36 + 36 + 25	-	-
Jinámar	66	11	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Jinámar	220	2	0	125 + 125 + 125	-
La Paterna	66	4	40 + 40	-	-
Lomo Apolinario	66	2	50 + 50	-	-
Lomo Maspalomas	66	5	30 + 30	-	-
Marzagán	66	2	18 + 18	-	-
Matorral	66	3	36 + 36	-	Generación no conv.
Muelle Grande	66	2	40 + 40	-	-
San Agustín	66	2	40 + 40	-	-
San Mateo	66	3	18 + 18	-	-
Telde	66	2	18 + 18	-	-

Tabla D.5: Subestaciones, sistema Gran Canaria, 2010

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Bco. Tirajana	Lomo Maspalomas	66	1	1	Subterráneo	8.54	630 Cu	80
				1	2	Aéreo	14.63	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	0.11	630 Cu	80
2	Bco. Tirajana	San Agustín	66	1	1	Subterráneo	7.20	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 9-2	12.99	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 11-1	1.52	LARL-280	62
3	Bco. Tirajana	Matorral	66	1	1	Subterráneo	0.69	630 Cu	80
			66	2	1	Subterráneo	0.71	1000 Al	90
4	Bco. Tirajana	Carrizal	66	1	1	Subterráneo	8.32	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 10-2	9.09	LARL-280	62
5	Bco. Tirajana	Aldea Blanca	66	1	1	Subterráneo	7.30	630 Cu	80
6	Bco. Tirajana	Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 6-2	35.00	LARL-516	313
7	Bco. Tirajana II	Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 6-2	35.00	LARL-516	313
8	Matorral	Aldea Blanca	66	1	1	Subterráneo	6.72	630 Cu	80
9	Aldea Blanca	Lomo Maspalomas	66	1	1	Subterráneo	0.10	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 2-2	12.99	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 12-2	2.39	LARL-280	62
10	Aldea Blanca	Cinsa	66	1	1	Subterráneo	1.10	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 4-2	9.09	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 14-1	5.95	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, compartido con 15-2	4.46	LARL-280	62
				1	5	Subterráneo	0.30	630 Al	60
11	San Agustín	Lomo Maspalomas	66	1	1	Aéreo, compartido con 2-3	1.52	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 9-3	2.39	LARL-280	62
12	Lomo Maspalomas	Arguineguin	66	1	1	Subterráneo	0.11	800 Al	80
				1	2	Aéreo	0.45	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	0.25	800 Al	80
				1	4	Aéreo	8.81	LARL-125	36
				1	5	Subterráneo	0.25	800 Al	80
				1	6	Aéreo, compartido con 13-1	1.20	LARL-125	36
				2	1	Subterráneo	13.60	630 Al	60
13	Arguineguín	Cementos Especiales	66	1	1	Aéreo, compartido con 12-6	1.20	LARL-125	36
				1	2	Subterráneo	0.25	800 Al	80
				1	3	Aéreo	1.10	LARL-125	36

Tabla D.6: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
14	Carrizal	Telde	66	1	1	Aéreo, compartido con 10-3	5.95	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 15-3	2.86	LARL-280	62
15	Cinsa	Marzagán	66	1	1	Subterráneo	0.30	630 Al	60
				1	2	Aéreo, compartido con 10-4	4.46	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 14-2	2.86	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, compartido con 16-1	5.57	LARL-380	76
				1	5	Aéreo, compartido con 17-1	0.80	LARL-380	76
16	Telde	Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 14-4	5.57	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 17-2	2.51	LARL-380	76
17	Marzagán	Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 15-5	0.80	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 16-2	2.51	LARL-380	76
18	Jinámar	San Mateo	66	1	1	Aéreo, compartido con 18-2	16.56	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, compartido con 18-1	16.56	LARL-280	62
19	San Mateo	Guía	66	1	1	Aéreo	17.54	LARL-280	62
20	Guía	Arucas	66	1	1	Aéreo	8.88	LARL-125	36
				1	2	Subterráneo	0.70	630 Al	80
21	Arucas	Bco. Seco	66	1	1	Aéreo	0.43	LARL-380	76
				1	2	Subterráneo	0.76	630 Al	60
				1	3	Aéreo	8.92	LARL-125	36
				1	4	Subterráneo	1.13	630 Cu	80
22	Bco. Seco	Lomo Apolinario	66	1	1	Aéreo, compartido con 23-1	2.70	LARL-380	76
23	Lomo Apolinario	Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 22	2.70	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 24-2-1	4.64	LARL-380	76
24	Bco. Seco	Jinámar	66	1	1	Aéreo	5.76	LARL-280	62
25	Jinámar	La Paterna	66	1	1	Aéreo, compartido con 25-2-1	1.00	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	2.34	630 Al	60
				1	3	Aéreo, compartido con 25-2-3	4.85	LARL-516	94
				2	1	Aéreo, compartido con 25-1-1	1.00	LARL-280	62
				2	2	Subterráneo	2.34	630 Al	60
				2	3	Aéreo, compartido con 25-1-3	4.85	LARL-516	94
26	La Paterna	Guanarteme	66	1	1	Subterráneo	5.02	630 Al	60
				1	2	Subterráneo	0.83	400 Cu	58
27	La Paterna	Buenavista	66	1	1	Subterráneo	0.88	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 29-1-3	1.34	LARL-380	76

Tabla D.6: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
				1	3	Subterráneo	2.12	630 Al	60
28	Jinámar	Guanarteme	66	1	1	Aéreo, compartido con 29-1-1	8.27	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	5.02	630 Al	60
				1	3	Subterráneo	0.83	400 Cu	58
29	Jinámar	Buenavista	66	1	1	Aéreo, compartido con 28-1-1	8.27	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	2.12	630 Al	60
				1	3	Aéreo, compartido con 27-1-2	1.34	LARL-380	76
				1	4	Subterráneo	0.88	630 Cu	80
30	Guanarteme	Muelle Grande	66	1	1	Subterráneo	4.33	400 Cu	58
31	Muelle Grande	Buenavista	66	1	1	Subterráneo	5.65	400 Cu	58

Tabla D.6: Líneas de transporte, sistema Gran Canaria, 2010

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Agaete	66	4	18 + 18	-	-
Aldea Blanca	66	4	18 + 40	-	-
Arguineguín	66	6	25 + 25	-	-
Arinaga	66	4	40 + 40	-	Generación no conv.
Arucas	66	4	40 + 40	-	-
Barranco de Tirajana	66	8	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Barranco de Tirajana	220	6	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Barranco de Tirajana II	220	6	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Barranco Seco	66	6	40 + 40	-	-
Buenavista	66	5	36 + 36	-	-
Carrizal	66	6	18 + 18	-	Generación no conv.
Cementos Especiales	66	1	-	-	-
Cinsa	66	2	18 + 18	-	-
El Cebadal	66	2	18 + 18	-	-
El Tablero	66	2	40 + 40	-	-
Guanarteme	66	6	36 + 36 + 25	-	-
Guía	66	6	40 + 40	-	Generación no conv.
Jinámar	66	4	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Jinámar	220	2	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
La Aldea	66	4	18	-	-
La Paterna	66	5	40 + 40	125 + 125 + 125	-
La Paterna	220	2	0	125 + 125 + 125	-
Las Palmas Oeste	66	6	40 + 40	125 + 125	-
Las Palmas Oeste	220	2	0	125 + 125	-
Lomo Apolinario	66	2	50 + 50	-	-
Lomo Maspalomas	66	5	30 + 30	-	-
Marzagán	66	4	18 + 18	-	-
Matorral	66	5	36 + 36	-	Generación no conv.
Mogán	66	4	18 + 18	-	-
Muelle Grande	66	2	40 + 40	-	-
Nuevo Jinámar	66	6	0	125 + 125	-
Nuevo Jinámar	220	6	0	125 + 125	-
P.M. Jinámar	66	4	18 + 18	-	-
Plaza Feria	66	2	40 + 40	-	-

Tabla D.7: Continúa

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
San Agustín	66	2	40 + 40	-	-
San Mateo	66	4	18 + 18	-	-
Santa Águeda	66	7	0	125 + 125 + 125	-
Santa Águeda	220	2	0	125 + 125 + 125	-
Soria	220	2	0	-	Generación conv.
Telde	66	4	18 + 18	-	-

Tabla D.7: Subestaciones, sistema Gran Canaria, 2016

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Bco. Tirajana	Matorral	66	1	1	Subterráneo	0.69	630 Cu	80
			66	2	1	Subterráneo	0.71	1000 Al	90
			66	3	1	Subterráneo	0.71	1000 Al	90
2	Bco. Tirajana	San Agustin	66	1	1	Subterráneo	7.20	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 15-2	12.99	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 17-1	1.52	LARL-280	62
3	Bco. Tirajana	Carrizal	66	1	1	Subterráneo	8.32	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 16-2	9.09	LARL-380	76
4	Bco. Tirajana	Aldea Blanca	66	1		Subterráneo	7.30	630 Cu	80
5	Bco. Tirajana	Arinaga	66	1	1	Subterráneo	10.00	1000 Al	90
				2	1	Subterráneo	10.00	1000 Al	90
6	Bco. Tirajana	Santa Águeda	220	1	1	Aéreo, compartido con 10-1	30.30	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 12-2	2.70	LARL-516	313
7	Bco. Tirajana	La Paterna	220	1	1	Aéreo, compartido con 11-1	8.00	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 11-1	27.00	LARL-516	313
				1	3	Aéreo, compartido con 35	8.27	LARL-516	313
8	Bco. Tirajana	Nuevo Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 9-1	35.00	LARL-516	313
9	Bco. Tirajana II	Las Palmas Oeste	220	1	1	Aéreo, compartido con 8	35.00	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 34	12.00	LARL-516	313
10	Bco. Tirajana II	Soria	220	1	1	Aéreo, compartido con 6-1	30.30	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 12-1	14.20	LARL-516	313
11	Bco. Tirajana II	Nuevo Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 7-1	8.00	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 7-1	27.00	LARL-516	313
12	Soria	Santa Águeda	220	1	1	Aéreo, compartido con 10-2	14.20	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 6-2	2.70	LARL-516	313
13	Matorral	Lomo Maspalomas	66	1	1	Subterráneo	7.85	630 Cu	80
				1	2	Aéreo	14.63	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	0.11	630 Cu	80
14	Matorral	Aldea Blanca	66	1	1	Subterráneo	6.72	630 Cu	80
15	Aldea Blanca	Lomo Maspalomas	66	1	1	Subterráneo	0.10	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 2-2	12.99	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 17-2	2.39	LARL-280	62
16	Aldea Blanca	Carrizal	66	1	1	Subterráneo	1.11	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 3-2	9.09	LARL-380	76

Tabla D.8: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
17	San Agustín	Santa Águeda	66	1	1	Aéreo, compartido con 2-3	1.52	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 15-3	2.39	LARL-280	62
				1	3	Aéreo	8.96	LARL-280	62
18	Lomo Maspalomas	Santa Águeda	66	1	1	Aéreo, compartido con 18-2	12.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 18-1	12.00	LARL-380	76
19	Lomo Maspalomas	El Tablero	66	1	1	Subterráneo	5.80	630 Al	60
19	El Tablero	Santa Águeda	66	1	1	Subterráneo	5.84	630 Al	60
20	Santa Águeda	Arguineguín	66	1	1	Subterráneo	6.46	630 Al	60
				2	1	Subterráneo	6.46	630 Al	60
				3	1	Aéreo	4.13	LARL-280	62
				3	2	Subterráneo	0.25	800 Al	80
				3	3	Aéreo, compartido con 21-1	1.20	LARL-280	62
21	Arguineguín	Cementos Especiales	66	1	1	Aéreo, compartido con 20-3	1.20	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	0.25	800 Al	80
				1	3	Aéreo	1.10	LARL-125	36
22	Arguineguín	Mogán	66	1	1	Aéreo, compartido con 22-2	12.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 22-1	12.00	LARL-380	76
23	Mogán	La Aldea	66	1	1	Aéreo, compartido con 23-2	20.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 24-1	20.00	LARL-380	76
24	La Aldea	Agaete	66	1	1	Aéreo, compartido con 24-2	17.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 24-1	17.00	LARL-380	76
25	Agaete	Guía	66	1	1	Aéreo, compartido con 25-2	9.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 25-1	9.00	LARL-380	76
26	Guía	San Mateo	66	1	1	Aéreo, compartido con 26-2	17.54	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 26-1	17.54	LARL-380	76
27	San Mateo	Nuevo Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 27-2	16.56	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 27-1	16.56	LARL-380	76
28	Guía	Arucas	66	1	1	Aéreo, compartido con 28-2	10.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 28-1	10.00	LARL-380	76
29	Arucas	Las Palmas Oeste	66	1	1	Aéreo, compartido con 29-2	10.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 29-1	10.00	LARL-380	76
30	Las Palmas Oeste	Bco. Seco	66	1	1	Aéreo, compartido con 30-2	9.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 30-1	9.00	LARL-380	76
31	Bco. Seco	Lomo Apolinario	66	1	1	Aéreo, compartido con 32-1	2.70	LARL-380	76

Tabla D.8: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
32	Lomo Apolinario	Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 31	2.70	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 33-2	4.64	LARL-380	76
33	Bco. Seco	Jinámar	66	1	1	Aéreo	6.00	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, compartido con 32-2	4.64	LARL-380	76
34	Bco. Seco	Nuevo Jinámar		1	1	Aéreo, compartido con 34-2	6.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 34-1	6.00	LARL-380	76
35	Las Palmas Oeste	Nuevo Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 9-2	12.00	LARL-516	313
36	La Paterna	Nuevo Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 7-3	8.27	LARL-516	313
37	Las Palmas Oeste	Guanarteme	66	1	1	Subterráneo	4.00	630 Cu	80
				2	1	Subterráneo	4.00	630 Cu	80
38	Guanarteme	La Paterna	66	1	1	Subterráneo	0.83	400 Cu	58
				1	2	Subterráneo	5.02	630 Al	60
				2	1	Subterráneo	0.83	400 Cu	58
				2	2	Subterráneo	5.02	630 Al	60
39	Guanarteme	Muelle Grande	66	1	1	Subterráneo	4.33	630 Cu	80
40	Muelle Grande	Buenavista	66	1	1	Subterráneo	5.65	630 Cu	80
41	Buenavista	El Cebadal	66	1	1	Subterráneo	8.00	630 Cu	80
42	El Cebadal	Guanarteme	66	1	1	Subterráneo	2.00	630 Cu	80
43	Buenavista	Plaza Feria	66	1	1	Subterráneo	2.00	630 Cu	80
44	Plaza Feria	La Paterna	66	1	1	Subterráneo	5.00	630 Cu	80
45	Buenavista	La Paterna	66	1	1	Subterráneo	0.88	630 Cu	80
				1	2	Aéreo, compartido con 45-2-2	1.34	LARL-380	76
				1	3	Subterráneo	2.12	630 Al	60
				2	1	Subterráneo	0.88	630 Cu	80
				2	2	Aéreo, compartido con 45-1-2	1.34	LARL-380	76
				2	3	Subterráneo	2.12	630 Al	60
46	Jinámar	P.M. Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 46-2	2.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 46-1	2.00	LARL-380	76
47	P.M. Jinámar	Marzagán	66	1	1	Aéreo, compartido con 47-2	4.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 47-1	4.00	LARL-380	76
48	Marzagán	Nuevo Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 49-1	0.80	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 50-2	2.51	LARL-380	76
49	Marzagán	Telde	66	1	1	Aéreo, compartido con 48-1	0.80	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 50-1	5.57	LARL-380	76

Tabla D.8: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
50	Telde	Nuevo Jinámar	66	1	1	Aéreo, compartido con 49-2	5.57	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 48-2	2.51	LARL-380	76
51	Telde	Cinsa	66	1	1	Aéreo, compartido con 52-1	2.86	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 53-2	4.46	LARL-380	76
				1	3	Subterráneo	0.30	630 Al	60
52	Telde	Carrizal	66	1	1	Aéreo, compartido con 51-1	2.86	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 53-3	5.95	LARL-380	76
53	Cinsa	Carrizal	66	1	1	Subterráneo	0.30	630 Al	60
				1	2	Aéreo, compartido con 51-2	4.46	LARL-380	76
				1	3	Aéreo, compartido con 52-2	5.95	LARL-380	76
54	Carrizal	Arinaga	66	1	1	Aéreo, compartido con 54-2	9.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 54-1	9.00	LARL-380	76
55	Jinámar	Nuevo Jinámar	220	1	1	Aéreo, compartido con 55-2	0.90	LARL-516	313
				2	1	Aéreo, compartido con 55-1	0.90	LARL-516	313

Tabla D.8: Líneas de transporte, sistema Gran Canaria, 2016

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Arico	66	2	40 + 40	0	Generación no conv.
Arona	66	4	40 + 20	0	-
Buenos Aires	66	4	40 + 40 + 40 + 15	0	-
Candelaria	66	8	18	125 + 125 + 125	Generación conv.
Candelaria	220	2	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Chayofa	66	4	40 + 40 + 40	0	-
Cotesa	66	1	-	0	Generación conv.
Cuesta de la Villa	66	4	36 + 36	0	-
Dique del Este	66	3	18 + 18	0	-
Geneto	66	5	40 + 40	0	-
Granadilla	66	8	0	125 + 125	Generación conv.
Granadilla	220	2	0	125 + 125	Generación conv.
Guajara	66	4	40 + 40	0	-
Guía de Isora	66	2	30 + 30	0	Generación emer.
Icod	66	2	18 + 18	0	-
Los Olivos	66	3	40 + 40	0	-
Manuel Cruz	66	2	30 + 30	0	-
Polígono de Granadilla	66	2	40 + 40	0	Generación no conv.
Polígono de Güimar	66	2	40 + 40	0	-
San Telmo	66	2	40 + 40	0	-
Tacoronte	66	2	18 + 18	0	-
Tagoro	66	2	31.5	0	Generación no conv.

Tabla D.9: Subestaciones, sistema Tenerife, 2010

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Granadilla	Polígono de Granadilla	66	1	1	Subterráneo	0.73	630 Cu	80
				2	1	Subterráneo	0.73	630 Cu	80
2	Granadilla	Arona	66	1	1	Aéreo, comparte con 2-2	17.81	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, comparte con 2-1	17.81	LARL-280	62
3	Arona	Chayofa	66	1	1	Aéreo, comparte con 3-2	6.25	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, comparte con 3-1	6.25	LARL-280	62
4	Granadilla	Chayofa	66	1	1	Aéreo, comparte con 5-1	22.18	LARL-516	94
				1	2	Subterráneo	0.20	800 Al	80
5	Granadilla	Los Olivos	66	1	1	Aéreo, comparte con 4-1	22.18	LARL-516	94
				1	2	Subterráneo	12.02	800 Al	80
6	Chayofa	Los Olivos	66	1	1	Subterráneo	10.90	800 Al	80
7	Los Olivos	Guía de Isora	66	1	1	Aéreo	12.00	LARL-125	36
8	Guía de Isora	Icod	66	1	1	Aéreo	22.04	RACOON	32
8	Icod	Cuesta de la Villa	66	1	1	Aéreo	24.62	RACOON	32
9	Cuesta de la Villa	Tacoronte	66	1	1	Aéreo	9.77	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, comparte con 10-1	1.96	LARL-280	62
10	Tacoronte	Geneto	66	1	1	Aéreo, comparte con 9-2	1.96	LARL-280	62
				1	2	Aéreo	11.47	LARL-280	62
11	Cuesta de la Villa	Candelaria	66	1	1	Aéreo, comparte con 11-2	15.34	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, comparte con 11-1	15.34	LARL-280	62
12	Geneto	Candelaria	66	1	1	Aéreo, comparte con 12-2	9.87	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, comparte con 12-1	9.87	LARL-280	62
13	Geneto	Guajara	66	1	1	Aéreo, comparte con 15-1	1.80	LARL-280	62
14	Guajara	Manuel Cruz	66	1	1	Aéreo, comparte con 15-2	0.60	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	1.50	800 Al	80
				1	3	Aéreo, comparte con 15-4	0.89	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, comparte con 16-2	1.86	LARL-280	62
				1	5	Subterráneo	0.67	630 Al	60
15	Geneto	Dique del Este	66	1	1	Aéreo, comparte con 13-1	1.80	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, comparte con 14-1	0.60	LARL-280	62
				1	3	Subterráneo	1.50	800 Al	80
				1	4	Aéreo, comparte con 14-3	0.89	LARL-280	62
				1	5	Aéreo, comparte con 16-3	9.64	LARL-280	62
16	Manuel Cruz	Dique del Este	66	1	1	Subterráneo	0.67	630 Al	60

Tabla D.10: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
					2	Aéreo, comparte con 14-4	1.86	LARL-280	62
					3	Aéreo, comparte con 15-5	9.64	LARL-280	62
17	Dique del Este	San Telmo	66	1	1	Subterráneo	6.30	630 Al	60
18	San Telmo	Buenos Aires	66	1	1	Subterráneo	3.13	800 Al	80
19	Buenos Aires	Cotesa	66	1	1	Subterráneo	0.10	800 Al	80
20	Buenos Aires	Candelaria	66	1	1	Aéreo, comparte con 20-2	12.73	LARL-455	86
				2	1	Aéreo, comparte con 20-1	12.73	LARL-455	86
21	Candelaria	Granadilla	220	1	1	Aéreo, comparte con 21-2	45.28	LARL-516	313
				2	1	Aéreo, comparte con 21-1	45.28	LARL-516	313
22	Candelaria	Polígono de Güimar	66	1	1	Aéreo, comparte con 23-1	5.62	LARL-280	62
23	Candelaria	Tagoro	66	1	1	Aéreo, comparte con 22-1	5.62	LARL-280	62
					2	Aéreo, comparte con 24-1	21.00	LARL-280	62
					3	Aéreo, comparte con 25-2	2.97	LARL-280	62
					4	Subterráneo	0.05	1000 Al	90
24	Polígono de Güimar	Arico	66	1	1	Aéreo, comparte con 23-2	21.00	LARL-280	62
					2	Subterráneo	0.17	1000 Al	90
25	Arico	Granadilla	66	1	1	Subterráneo	0.17	1000 Al	90
					2	Aéreo, comparte con 23-3	2.97	LARL-280	62
					3	Aéreo, comparte con 26-2	12.98	LARL-280	62
26	Tagoro	Granadilla	66	1	1	Subterráneo	0.05	1000 Al	90
				1	2	Aéreo, comparte con 25-3	12.98	LARL-280	62
27	Buenos Aires	Guajara	66	1	1	Subterráneo	7.02	1000 Al	90
				2	1	Subterráneo	7.02	1000 Al	90

Tabla D.10: Líneas de transporte, sistema Tenerife, 2010

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Adeje	66	2	40	0	-
Arico	66	4	40 + 40 + 40	125 + 125	Generación no conv.
Arico	220	2	0	125 + 125	-
Arona	66	4	40 + 20	0	-
Arona II	66	2	40	0	-
Ballester	66	2	40	0	-
Buenos Aires	66	6	40 + 40 + 40 + 15	125 + 125 + 125	-
Buenos Aires	220	2	0	125 + 125 + 125	-
Calletillas	220	7	0	0	-
Candelaria	66	2	18	125 + 125 + 125	Generación conv.
Candelaria	220	5	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Chayofa	66	7	40 + 40 + 40	0	-
Cotesa	66	1	-	0	Generación conv.
Cruz Chica	66	2	40	0	-
Cuesta de la Villa	66	2	36 + 36 + 40	0	-
Dique del Este	66	5	18 + 40	0	-
Farrobillo	66	4	0	125 + 125 + 125	-
Farrobillo	220	2	0	125 + 125 + 125	-
Geneto	66	6	40 + 40	125 + 125 + 125	-
Geneto	220	2	0	125 + 125 + 125	-
Granadilla	66	6	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Granadilla (I y II)	220	7	0	125 + 125 + 125	Generación conv.
Guajara	66	4	40 + 40	0	-
Guía de Isora	66	4	30 + 30	0	-
Icod	66	4	18 + 18	0	-
La Laguna	66	2	40	0	-
Los Olivos	66	8	40 + 40	125 + 125	-
Los Olivos	220	2	0	125 + 125	-
Los Vallitos	66	5	40	125 + 125 + 125	-
Los Vallitos	220	4	0	125 + 125 + 125	-
Manuel Cruz	66	2	30 + 30	0	-
Polígono de Granadilla	66	4	40 + 40	0	Generación no conv.
Polígono de Güimar	66	2	40 + 40	0	-
Realejos	66	2	40	0	-

Tabla D.11: Continúa

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
San Isidro	66	4	40	0	-
San Telmo	66	6	40 + 40	0	-
Tacoronte	66	4	18 + 40	0	-
Tagoro	66	1	31.5	0	Generación no conv.
Teno	66	2	18	0	Generación no conv.
Troya	66	2	18	0	-

Tabla D.11: Subestaciones, sistema Tenerife, 2016

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Polígono de Granadilla	San Isidro	66	1	1	Aéreo, compartido con 1-2	10.00	LARL-280	62
				2	1	Aéreo, compartido con 2-1	10.00	LARL-280	62
2	Polígono de Granadilla	Granadilla	66	1	1	Subterráneo	0.73	630 Cu	80
				2	1	Subterráneo	0.73	630 Cu	80
3	San Isidro	Granadilla	66	1	1	Aéreo, compartido con 4-1	1.55	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 5-1	7.45	LARL-280	62
4	San Isidro	Arona	66	1	1	Aéreo, compartido con 3-1	1.55	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 5-2	10.45	LARL-280	62
5	Arona	Granadilla	66	1	1	Aéreo, compartido con 4-2	10.45	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 3-2	7.45	LARL-280	62
6	Arona	Arona II	66	1	1	Aéreo, compartido con 8-1	1.63	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 7-1	6.38	LARL-280	62
7	Arona II	Chayofa	66	1	1	Aéreo, compartido con 6-2	6.38	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 8-2	4.63	LARL-280	62
8	Arona	Chayofa	66	1	1	Aéreo, compartido con 6-1	1.63	LARL-280	62
				1	2	Aéreo, compartido con 7-2	4.63	LARL-280	62
9	Chayofa	Adeje	66	1	1	Subterráneo	3.00	800 Al	80
10	Adeje	Los Vallitos	66	1	1	Subterráneo	6.00	800 Al	80
11	Chayofa	Los Vallitos	66	1	1	Subterráneo	9.00	800 Al	80
12	Chayofa	Los Olivos	66	1	1	Subterráneo	10.90	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	10.90	800 Al	80
				3	1	Subterráneo	10.90	800 Al	80
13	Los Vallitos	Los Olivos	66	1	1	Subterráneo	7.00	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	7.00	800 Al	80
				3	1	Subterráneo	7.00	800 Al	80
14	Los Vallitos	Los Olivos	220	1	1	Aéreo, compartido con 14-2	7.00	LARL-516	313
				2	1	Aéreo, compartido con 14-1	7.00	LARL-516	313
15	Los Vallitos	Granadilla	220	1	1	Aéreo, compartido con 15-2	27.00	LARL-516	313
		Granadilla II	220	2	1	Aéreo, compartido con 15-1	27.00	LARL-516	313
16	Los Olivos	Troya	66	1	1	Aéreo, compartido con 18-1	6.00	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 17-1	2.00	LARL-380	76
17	Troya	Guía de Isora	66	1	1	Aéreo, compartido con 16-2	2.00	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 18-2	6.00	LARL-380	76
18	Los Olivos	Guía de Isora	66	1	1	Aéreo, compartido con 16-1	6.00	LARL-380	76

Tabla D.12: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
				1	2	Aéreo, compartido con 17-2	6.00	LARL-380	76
19	Guía de Isora	Teno	66	1	1	Aéreo, compartido con 21-1	11.02	LARL-380	76
20	Teno	Icod	66	1	1	Aéreo, compartido con 21-2	11.02	LARL-380	76
21	Guía de Isora	Icod	66	1	1	Aéreo, compartido con 19	11.02	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 20	11.02	LARL-380	76
22	Icod	Realejos	66	1	1	Aéreo, compartido con 24-1	12.36	LARL-280	62
23	Realejos	Farrobillo	66	1	1	Aéreo, compartido con 24-2	17.00	LARL-280	62
24	Icod	Farrobillo	66	1	1	Aéreo, compartido con 22	12.36	LARL-280	62
				1	1	Aéreo, compartido con 23	17.00	LARL-280	62
25	Farrobillo	Cuesta de la Villa	66	1	1	Aéreo, compartido con 25-2	2.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 25-1	2.00	LARL-380	76
26	Farrobillo	Tacoronte	66	1	1	Aéreo, compartido con 26-2	15.00	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 26-1	15.00	LARL-380	76
27	Farrobillo	Candelaria	220	1	1	Aéreo, compartido con 52-1	13.00	LARL-516	313
28	Tacoronte	Cruz Chica	66	1	1	Aéreo, compartido con 30-1	6.70	LARL-380	76
29	Cruz Chica	Geneto	66	1	1	Aéreo, compartido con 30-2	6.70	LARL-380	76
30	Tacoronte	Geneto	66	1	1	Aéreo, compartido con 28	6.70	LARL-380	76
				1	2	Aéreo, compartido con 29	6.70	LARL-380	76
31	Geneto	Candelaria	220	1	1	Aéreo, compartido con 53-2	9.87	LARL-516	313
32	Geneto	La Laguna	66	1	1	Subterráneo	9.00	630 Cu	80
33	La Laguna	Guajara	66	1	1	Subterráneo	7.00	630 Cu	80
34	Geneto	Guajara	66	1	1	Subterráneo	6.00	800 Al	80
35	Guajara	Buenos Aires	66	1	1	Subterráneo	7.02	1000 Al	90
				2	1	Subterráneo	7.02	1000 Al	90
36	Geneto	Manuel Cruz	66	1	1	Aéreo, compartido con 37-1	1.80	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	2.10	800 Al	80
				1	3	Aéreo, compartido con 37-3	0.89	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, compartido con 38-2	1.86	LARL-280	62
				1	5	Subterráneo	0.67	630 Al	60
37	Geneto	Ballester	66	1	1	Aéreo, compartido con 36-1	1.80	LARL-280	62
				1	2	Subterráneo	2.10	800 Al	80
				1	3	Aéreo, compartido con 36-3	0.89	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, compartido con 38-3	5.21	LARL-280	62
38	Manuel Cruz	Dique del Este	66	1	1	Subterráneo	0.67	630 Al	60

Tabla D.12: Continúa

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
				1	2	Aéreo, compartido con 36-4	1.86	LARL-280	62
				1	3	Aéreo, compartido con 37-4	5.21	LARL-280	62
				1	4	Aéreo, compartido con 39	4.43	LARL-280	62
39	Ballester	Dique del Este	66	1	1	Aéreo, compartido con 38-4	4.43	LARL-280	62
40	Dique del Este	San Telmo	66	1	1	Subterráneo	6.30	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	6.30	800 Al	80
				3	1	Subterráneo	6.30	800 Al	80
41	San Telmo	Buenos Aires	66	1	1	Subterráneo	3.13	800 Al	80
				2	1	Subterráneo	3.13	800 Al	80
				3	1	Subterráneo	3.13	800 Al	80
42	Buenos Aires	Cotesa	66	1	1	Subterráneo	0.10	800 Al	80
43	Buenos Aires	Caletillas	220	1	1	Aéreo, compartido con 44-1	12.73	LARL-516	313
44	Buenos Aires	Granadilla	220	1	1	Aéreo, compartido con 43	12.73	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 45	45.28	LARL-516	313
45	Candelaria	Granadilla II	220	1	1	Aéreo, compartido con 44-2	45.28	LARL-516	313
46	Caletillas	Granadilla II	220	1	1	Aéreo, compartido con 47	22.64	LARL-516	313
				1	2	Aéreo, compartido con 48	22.64	LARL-516	313
47	Caletillas	Arico	220	1	1	Aéreo, compartido con 47	22.64	LARL-516	313
48	Arico	Granadilla	220	1	1	Aéreo, compartido con 48	22.64	LARL-516	313
49	Candelaria	Polígono de Güimar	66	1	1	Aéreo, compartido con 49-2	5.62	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 49-1	5.62	LARL-380	76
50	Granadilla	Arico	66	1	1	Aéreo, compartido con 50-1	15.95	LARL-380	76
				2	1	Aéreo, compartido con 50-1	15.95	LARL-380	76
51	Arico	Tagoro	66	1	1	Subterráneo	3.00	1000 Al	90
				2	1	Subterráneo	3.00	1000 Al	90
52	Farrobillo	Caletillas		2	1	Aéreo, compartido con 27-1	13.00	LARL-516	313
53	Geneto	Caletillas		2	1	Aéreo, compartido con 31-1	9.87	LARL-516	313
54	Candelaria	Caletillas	220	1	1	Aéreo, compartido con 54-2	0.20	LARL-516	313
				2	1	Aéreo, compartido con 54-1	0.20	LARL-516	313

Tabla D.12: Líneas de transporte, sistema Tenerife, 2016

Nombre	**U** kV	**Posiciones línea**	**Transf. Dist. AT/MT** MW	**Transf. AT/AT** MW	**Otros**
Abdelmoumen	225	4	-	0	Generación conv.
Agadir	225	3	-	100 + 100	-
Agadir	60	0	-	100 + 100	Generación conv.
Chemaia	400	2	-	600 + 600	-
Chemaia	225	2	-	600 + 600	-
Chichaoua	225	6	-	0	-
Glalcha	225	4	-	0	-
Laayoune Plage	225	1	-	0	Generación conv.
Laayoune	225	2	-	600 x 4	Generación no conv.
Laayoune	400	2	-	600 x 4	Generación no conv.
Tan-Tan Port	225	2	-	0	Generación conv.
Tarfaya	225	3	-	0	Generación no conv.

Tabla D.13: Subestaciones, Área sur de Marruecos, 2021

ID	Origen	Destino	U kV	Circuito	Tramo	Montaje	Longitud km	Conductor	S MVA
1	Laayoune Plage	Laayoune	225	1	1	Aéreo	47	Plover	500
				2	1	Aéreo	47	Plover	500
2	Laayoune	Tarfaya	225	1	1	Aéreo	76	Plover	500
				2	1	Aéreo	76	Plover	500
				3	1	Aéreo	76	Plover	500
3	Tarfaya	Tan-Tan Port	225	1	1	Aéreo	184	Plover	500
4	Tan-Tan Port	Glalcha	225	1	1	Aéreo	358	Plover	500
5	Glalcha	Agadir	225	1	1	Aéreo	64	Plover	500
6	Glalcha	Chichaoua	225	1	1	Aéreo	158	Plover	500
7	Glalcha	Abdelmoumen	225	1	1	Aéreo	38	Plover	500
8	Agadir	Abdelmoumen	225	1	1	Aéreo	46	Plover	500
9	Agadir	Chichaoua	225	1	1	Aéreo	147	Plover	500
10	Abdelmoumen	Chichaoua	225	1	1	Aéreo	110	Plover	500
				2	1	Aéreo	110	Plover	500
11	Laayoune	Agadir	400	1	1	Aéreo	560	Rail (dúplex)	1300
				2	1	Aéreo	560	Rail (dúplex)	1300
12	Agadir	Chemaia	400	1	1	Aéreo	200	Rail (dúplex)	1300
				2	1	Aéreo	200	Rail (dúplex)	1300

Tabla D.14: Líneas de transporte, Área sur de Marruecos, 2021

Apéndice E

Resultados completos de los análisis en régimen estacionario

E.1 Escenario 2010.1

Lanzarote - Fuerteventura 2010 - Demanda punta - Eólica 100 %

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [kV]	phase [rad]	P gen [MW]	Q gen [MVar]	P load [MW]	Q load [MVar]
C1	59.7253	-0.23925	0	0	0	0
C10	70.7677	-0.04769	0	0	0	0
C11	70.7774	-0.04694	0	0	0	0
C2	59.8513	-0.23632	0	0	0	0
C3	70.469	-0.05634	0	0	0	0
C4	70.5453	-0.05571	0	0	0	0
C5	69.6903	-0.09417	0	0	0	0
C6	70.7112	-0.0548	0	0	0	0
C9	70.7589	-0.05266	0	0	0	0
CORRALEJO	69.6802	-0.09486	0	0	20.9	4.2
C_SUB_FV	69.7036	-0.095	0	0	0	0
C_SUB_LZ	69.6605	-0.0948	0	0	0	0
GRAN_TARAJ	63.2866	-0.17249	0	0	0	0
GT_1	19.0108	-0.20483	0	0	5.1	1.05
GT_2	19.0108	-0.20483	0	0	5.1	1.05
LAS_SALINA	70.5586	-0.05486	0	0	34.9	7.1
LS_D4	7.194	-0.01519	4.96	2.1755	0	0
LS_D5	7.194	-0.01519	4.96	2.1755	0	0
LS_D6	12.317	0.00606	20.51	6.3546	0	0
LS_D7	12.317	0.00852	17.2	5.0114	0	0
LS_D8	12.317	0.00852	17.2	5.0114	0	0
LS_D9	12.317	0.00852	17.2	5.0114	0	0
LS_TG2	11.99	-0.02417	16.6	10.046	0	0
MACHER	70.7584	-0.05306	0	0	27.8	5.7
MATAS_BLAN	58.8287	-0.25672	0	0	0	0
MB_1	17.4703	-0.27212	0	0	24.05	4.9
MB_2	17.3978	-0.34149	0	0	24.05	4.9
PE_CB	17.4699	-0.27177	1.125	-0.51245	0	0
PE_CR	17.502	-0.26721	18.4	0	0	0
PE_LV	21.5176	-0.01226	7.65	0	0	0
PE_MM	21.5113	-0.01341	1.125	-0.51245	0	0
PG_1	21.5125	-0.01363	0	0	0	0
PG_D1	7.128	0.00072	4.29	0.2228	0	0
PG_D2	7.128	0.00072	4.29	0.2228	0	0
PG_D3	7.128	0.00072	4.29	0.2228	0	0
PG_D4	12.204	0.0221	12.85	0.54973	0	0
PG_D5	12.204	0.0221	12.85	0.54973	0	0
PG_D6	12.204	0.02717	20.51	0.97095	0	0
PG_D7	12.204	0.02838	17.2	0.68783	0	0
PG_D8	12.204	0.02838	17.2	0.68783	0	0
PG_D9	12.204	0.02975	17.2	0.68001	0	0
PG_TG2	11.88	0	18.2808	1.4658	0	0

```
PLAYA_BLAN   69.6459     -0.09477     0            0            31.7         6.4
PUNTA_GRAN   71.0403     -0.03451     0            0            63.8         13
SAN_BARTOL   70.7669     -0.04749     0            0            13.7         2.8

LINE FLOWS

From Bus     To Bus       Line         P Flow       Q Flow       P Loss       Q Loss
                                       [MW]         [MVar]       [MW]         [MVar]

C6           PLAYA_BLAN   1            31.7636      2.8962       0.38457      1.0511
MACHER       C9           2           -6.5793       1.7128       0.00073     -0.00734
MACHER       C6           3            31.7797      2.9436       0.01611      0.04742
C10          C9           4            6.5896      -1.8254       0.00963     -0.10524
SAN_BARTOLO  C10          5            6.59        -2.3323       0.00033     -0.50688
SAN_BARTOLO  C11          6           -20.29       -0.46774      0.00287     -0.497
PUNTA_GRAND  C11          7            20.3678      0.10208      0.07494      0.13133
MACHER       PUNTA_GRAN   8           -26.5002     -5.1782       0.12475     -12.4674
MACHER       PUNTA_GRAN   9           -26.5002     -5.1782       0.12475     -12.4674
PLAYA_BLANC  C_SUB_LZ     10          -0.32094     -4.555        0.00022     -0.86792
C_SUB_LZ     C_SUB_FV     11          -0.32115     -3.6871       0.0005      -4.3466
C_SUB_FV     CORRALEJO    12          -0.32165      0.65954      0.00019     -2.8984
MATAS_BLANC  C1           13          -28.6948     -12.7356      0.20757      0.63254
PG_1         PE_MM        14          -1.125        0.49018      5e-05       -0.02226
CORRALEJO    C5           15          -21.2218     -0.64208      0.00279     -0.4781
C1           C2           16          -28.9024     -13.3682      0.02337     -1.067
MB_1         PE_CR        17          -18.3666      0.07052      0.03343      0.07052
C4           LAS_SALINA   18          -21.4694     -0.64587      0.00384     -0.79591
C2           GRAN_TARAJ   19          -28.9258     -12.3012      0.77727      2.3387
GRAN_TARAJA  C3           20          -39.9187     -17.09        2.0557       6.416
PG_1         PE_LV        21          -7.6482      -0.01202      0.00179     -0.01202
C3           LAS_SALINA   22          -41.9744     -23.506       0.01914     -0.72185
MB_1         PE_CB        23          -1.1249       0.49334      0.00015     -0.01911
C5           C4           24          -21.2246     -0.16398      0.24474      0.48189
GRAN_TARAJA  GT_2         25           5.1078       1.225        0.00784      0.17504
GRAN_TARAJA  GT_1         26           5.1078       1.225        0.00784      0.17504
LAS_SALINAS  LS_D4        27          -4.9456      -1.9391       0.01445      0.23639
LAS_SALINAS  LS_D5        28          -4.9456      -1.9391       0.01445      0.23639
LAS_SALINAS  LS_D6        29          -20.4583     -4.9964       0.05174      1.3582
LAS_SALINAS  LS_D7        30          -17.1471     -3.8369       0.05285      1.1745
LAS_SALINAS  LS_D8        31          -17.1471     -3.8369       0.05285      1.1745
LAS_SALINAS  LS_D9        32          -17.1471     -3.8369       0.05285      1.1745
LAS_SALINAS  LS_TG2       33          -16.5759     -9.3489       0.02408      0.69713
MATAS_BLANC  MB_1         34           4.5652       5.6464       0.00664      0.18249
MATAS_BLANC  MB_2         35           24.1296      7.0893       0.07961      2.1893
PUNTA_GRAND  PG_D1        36          -4.2807      -0.07132      0.00926      0.15148
PUNTA_GRAND  PG_D8        37          -17.1514      0.39319      0.04865      1.081
PUNTA_GRAND  PG_D2        38          -4.2807      -0.07132      0.00926      0.15148
PUNTA_GRAND  PG_D3        39          -4.2807      -0.07132      0.00926      0.15148
PUNTA_GRAND  PG_D4        40          -12.8173      0.17757      0.03273      0.72731
PUNTA_GRAND  PG_D5        41          -12.8173      0.17757      0.03273      0.72731
PUNTA_GRAND  PG_D6        42          -20.4618      0.29415      0.04819      1.2651
PUNTA_GRAND  PG_D9        43          -17.1503      0.42448      0.0497       1.1045
PUNTA_GRAND  PG_D7        44          -17.1514      0.39319      0.04865      1.081
PUNTA_GRAND  PG_TG2       45          -18.2588     -0.83143      0.02191      0.63438
PUNTA_GRAND  PG_1         46          -8.7673       0.66166      0.00584      0.18349

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                255.8908
REACTIVE POWER [MVar]          41.0212

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                251.1
REACTIVE POWER [MVar]          51.1

TOTAL LOSSES
```

```
REAL POWER [MW]                4.7908
REACTIVE POWER [MVar]        -10.0788
```

Lanzarote - Fuerteventura 2010 - Demanda punta - Eólica 0 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
             [kV]        [rad]       [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

C1           52.9699     -0.3624     0           0           0           0
C10          70.712      -0.05451    0           0           0           0
C11          70.7226     -0.05378    0           0           0           0
C2           53.1529     -0.35658    0           0           0           0
C3           70.0526     -0.05466    0           0           0           0
C4           70.1916     -0.05346    0           0           0           0
C5           69.4708     -0.09628    0           0           0           0
C6           70.639      -0.06119    0           0           0           0
C9           70.6921     -0.05919    0           0           0           0
CORRALEJO    69.4637     -0.09704    0           0           20.9        4.2
C_SUB_FV     69.5017     -0.09754    0           0           0           0
C_SUB_LZ     69.4772     -0.09833    0           0           0           0
GRAN_TARAJ   58.5793     -0.23401    0           0           0           0
GT_1         17.5688     -0.27182    0           0           5.1         1.05
GT_2         17.5688     -0.27182    0           0           5.1         1.05
LAS_SALINA   70.2017     -0.05252    0           0           34.9        7.1
LS_D4        7.194       -0.00352    6.1         2.7709      0           0
LS_D5        7.194       -0.00352    6.1         2.7709      0           0
LS_D6        12.317       0.00851    20.51       8.0377      0           0
LS_D7        12.317       0.01095    17.2        6.3658      0           0
LS_D8        12.317       0.01095    17.2        6.3658      0           0
LS_D9        12.317       0.01095    17.2        6.3658      0           0
LS_TG1       11.445       0.01374    21.5        7.8122      0           0
LS_TG2       11.99       -0.02641    14.2        12.7381     0           0
MACHER       70.6907     -0.05956    0           0           27.8        5.7
MATAS_BLAN   51.6776     -0.39803    0           0           0           0
MB_1         15.2048     -0.49779    0           0           21.7187     4.425
MB_2         15.2048     -0.49779    0           0           21.7187     4.425
PG_D1        7.128        0.01179    6.49        0.26289     0           0
PG_D2        7.128        0.01179    6.49        0.26289     0           0
PG_D3        7.128        0.01179    6.49        0.26289     0           0
PG_D4        12.204       0.01502    12.85       0.69343     0           0
PG_D5        12.204       0.01502    12.85       0.69343     0           0
PG_D6        12.204       0.01012    20.51        1.1199      0           0
PG_D7        12.204       0.02131    17.2        0.86102     0           0
PG_D8        12.204       0.02131    17.2        0.86102     0           0
PG_D9        12.204       0.02268    17.2        0.84951     0           0
PG_TG2       11.88        0          25.33       1.814       0           0
PLAYA_BLAN   69.467      -0.0984     0           0           31.7        6.4
PUNTA_GRAN   70.9952     -0.04159    0           0           63.8        13
SAN_BARTOL   70.7117     -0.05432    0           0           13.7        2.8

LINE FLOWS

From Bus     To Bus       Line        P Flow      Q Flow      P Loss      Q Loss
                                      [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

PLAYA_BLANC  C6           1          -29.663     -3.5706      0.34905     0.93214
C9           MACHER       2           6.2496     -1.3969      0.00065    -0.00761
C6           MACHER       3          -30.0121    -4.5027      0.01461     0.04212
C9           C10          4          -6.2496      1.3969      0.00855    -0.10865
C10          SAN_BARTOL   5          -6.2581      1.5055      0.0003     -0.50623
C11          SAN_BARTOL   6           19.9612     0.2917      0.00279    -0.49655
C11          PUNTA_GRAN   7          -19.9612    -0.2917      0.07263     0.12371
PUNTA_GRAND  MACHER       8           25.907     -6.6556      0.11816    -12.4726
PUNTA_GRAND  MACHER       9           25.907     -6.6556      0.11816    -12.4726
C_SUB_LZ     PLAYA_BLAN   10          2.0371      1.9657      0.00013    -0.86377
C_SUB_FV     C_SUB_LZ     11          2.038      -2.3563      0.00087    -4.3219
CORRALEJO    C_SUB_FV     12          2.0388     -5.2349      0.00079    -2.8787
C1           MATAS_BLAN   13          44.1766     15.3933     0.56922     1.8681
```

```
C5          CORRALEJO   14          22.9421     -1.5073      0.00328     -0.4724
C2          C1          15          44.2413      14.7742     0.06468     -0.61912
LAS_SALINAS C4          16          23.2359     -1.6566      0.00455     -0.78431
GRAN_TARAJA C2          17          46.4155      21.8773     2.1742       7.1031
C3          GRAN_TARAJ  18          61.4799      40.2573     4.8461       15.8701
LAS_SALINAS C3          19          61.5252      39.6694     0.04529     -0.5879
C4          C5          20          23.2314     -0.87226     0.2893       0.63507
GT_2        GRAN_TARAJ  21         -5.1         -1.05        0.00917      0.20496
GT_1        GRAN_TARAJ  22         -5.1         -1.05        0.00917      0.20496
LS_D4       LAS_SALINA  23          6.1          2.7709      0.02211      0.36174
LS_D5       LAS_SALINA  24          6.1          2.7709      0.02211      0.36174
LS_D6       LAS_SALINA  25          20.51        8.0377      0.05446      1.4295
LS_D7       LAS_SALINA  26          17.2         6.3658      0.05539      1.2309
LS_D8       LAS_SALINA  27          17.2         6.3658      0.05539      1.2309
LS_D9       LAS_SALINA  28          17.2         6.3658      0.05539      1.2309
LS_TG1      LAS_SALINA  29          21.5         7.8122      0.06075      1.5947
LS_TG2      LAS_SALINA  30          14.2         12.7381     0.02328      0.67383
MB_1        MATAS_BLAN  31         -21.7187     -4.425       0.085        2.3376
MB_2        MATAS_BLAN  32         -21.7187     -4.425       0.085        2.3376
PG_D1       PUNTA_GRAN  33          6.49         0.26289     0.02116      0.34631
PG_D8       PUNTA_GRAN  34          17.2         0.86102     0.04869      1.082
PG_D2       PUNTA_GRAN  35          6.49         0.26289     0.02116      0.34631
PG_D3       PUNTA_GRAN  36          6.49         0.26289     0.02116      0.34631
PG_D4       PUNTA_GRAN  37          12.85        0.69343     0.03276      0.72809
PG_D5       PUNTA_GRAN  38          12.85        0.69343     0.03276      0.72809
PG_D6       PUNTA_GRAN  39          17.2         1.1199      0.03396      0.89149
PG_D9       PUNTA_GRAN  40          17.2         0.84951     0.04975      1.1055
PG_D7       PUNTA_GRAN  41          17.2         0.86102     0.04869      1.082
PG_TG2      PUNTA_GRAN  42          22.0198      1.814       0.03181      0.92075

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                 255.9998
REACTIVE POWER [MVar]           60.9081

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                 246.4374
REACTIVE POWER [MVar]           50.15

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]                 9.5624
REACTIVE POWER [MVar]           10.7581
```

Lanzarote - Fuerteventura 2010 - Demanda valle - Eólica 100 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus         V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
            [kV]        [rad]       [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

C1          65.112      -0.05545    0           0           0           0
C10         67.9645     -0.05561    0           0           0           0
C11         67.9646     -0.05526    0           0           0           0
C2          65.1423     -0.0554     0           0           0           0
C3          67.1437     -0.03881    0           0           0           0
C4          67.1681     -0.03922    0           0           0           0
C5          67.3857     -0.0689     0           0           0           0
C6          67.9897     -0.05852    0           0           0           0
C9          68.0096     -0.05772    0           0           0           0
CORRALEJO   67.3925     -0.0694     0           0           9.1         1.85
C_SUB_FV    67.4477     -0.07041    0           0           0           0
C_SUB_LZ    67.4455     -0.07258    0           0           0           0
GRAN_TARAJ  65.7598     -0.05447    0           0           0           0
GT_1        19.8611     -0.06739    0           0           2.21        0.45
GT_2        19.8611     -0.06739    0           0           2.21        0.45
LAS_SALINA  67.159      -0.03858    0           0           15.21       3.09
```

```
LS_D6        11.526      0.00859     14          0.50762     0           0
LS_D7        11.526     -0.00965     6.92        0.36098     0           0
LS_D8        11.526     -0.00965     6.92        0.36098     0           0
LS_D9        11.526     -0.00965     6.92        0.36098     0           0
MACHER       68.0131    -0.05789     0           0           13.4        2.72
MATAS_BLAN   64.8922    -0.05542     0           0           0           0
MB_1         19.5259    -0.02936     0           0           10.5        2.13
MB_2         19.5139    -0.0853      0           0           10.5        2.13
PE_CB        19.5255    -0.02908     1.125      -0.51245     0           0
PE_CR        19.5542    -0.02543     18.4        0           0           0
PE_LV        20.6035    -0.0248      7.65        0           0           0
PE_MM        20.597     -0.02607     1.125      -0.51245     0           0
PG_1         20.5983    -0.0263      0           0           0           0
PG_D4        11.526     -0.02047     5.76       -2.3084      0           0
PG_D5        11.526     -0.02047     5.76       -2.3084      0           0
PG_D6        11.526      0           14.6084    -3.3203      0           0
PG_D7        11.865     -0.01436     9.03        4.5032      0           0
PG_D8        11.526     -0.012       9.03       -2.8072      0           0
PG_D9        11.526     -0.01121     9.03       -2.749       0           0
PLAYA_BLAN   67.4412    -0.0728      0           0           15.25       3.1
PUNTA_GRAN   68.0278    -0.04907     0           0           30.76       6.25
SAN_BARTOL   67.9619    -0.05553     0           0           6.6         1.34

LINE FLOWS

From Bus     To Bus       Line        P Flow      Q Flow      P Loss      Q Loss
                                      [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

C6           PLAYA_BLAN   1           11.0579      2.5311     0.05282    -0.05145
MACHER       C9           2           -2.3169      1.4931     0.00013    -0.00872
MACHER       C6           3           11.0601      2.5298     0.0022     -0.00134
C10          C9           4           2.3188      -1.623      0.00175    -0.12124
SAN_BARTOLO  C10          5           2.3189      -2.0915     7e-05      -0.46844
SAN_BARTOLO  C11          6           -8.9189      0.75146    0.00061    -0.46632
PUNTA_GRAND  C11          7           8.9355      -1.2755     0.01602    -0.05772
MACHER       PUNTA_GRAN   8           -11.0716    -3.3714     0.0248     -11.8281
MACHER       PUNTA_GRAN   9           -11.0716    -3.3714     0.0248     -11.8281
PLAYA_BLANC  C_SUB_LZ     10          -4.2449     -0.51745    0.00024    -0.81357
C_SUB_LZ     C_SUB_FV     11          -4.2452      0.29611    0.00518    -4.0639
C_SUB_FV     CORRALEJO    12          -4.2504      4.36       0.00229    -2.7042
MATAS_BLANC  C1           13          -1.5232     -5.3818     0.00534    -0.06372
PG_1         PE_MM        14          -1.125       0.49208    5e-05      -0.02036
CORRALEJO    C5           15          -13.3527     5.2142     0.00137    -0.45359
C1           C2           16          -1.5286     -5.3181     0.00047    -1.3964
MB_1         PE_CR        17          -18.3732     0.04775    0.02678     0.04775
C4           LAS_SALINA   18          -13.4774     5.5683     0.00199    -0.72839
C2           GRAN_TARAJ   19          -1.529      -3.9217     0.01099    -0.28419
GRAN_TARAJA  C3           20          -5.9627     -4.5977     0.05521    -0.32733
PG_1         PE_LV        21          -7.6481     -0.00919    0.00195    -0.00919
C3           LAS_SALINA   22          -6.0179     -4.2704     0.00047    -0.73539
MB_1         PE_CB        23          -1.1249      0.4884     0.00012    -0.02405
C5           C4           24          -13.354      5.6678     0.12335     0.09953
GRAN_TARAJA  GT_2         25           2.2114      0.48009    0.00135     0.03009
GRAN_TARAJA  GT_1         26           2.2114      0.48009    0.00135     0.03009
LAS_SALINAS  LS_D6        27          -13.9749     0.15261    0.02515     0.66023
LAS_SALINAS  LS_D7        28          -6.911      -0.16031    0.00903     0.20066
LAS_SALINAS  LS_D8        29          -6.911      -0.16031    0.00903     0.20066
LAS_SALINAS  LS_D9        30          -6.911      -0.16031    0.00903     0.20066
MATAS_BLANC  MB_1         31          -8.9889      2.9203     0.00924     0.25411
MATAS_BLANC  MB_2         32           10.5121     2.4616     0.01206     0.33159
PUNTA_GRAND  PG_D8        33          -9.0135      3.173      0.01646     0.36574
PUNTA_GRAND  PG_D4        34          -5.7515      2.4982     0.00854     0.1898
PUNTA_GRAND  PG_D5        35          -5.7515      2.4982     0.00854     0.1898
PUNTA_GRAND  PG_D6        36          -14.5796     4.0753     0.02876     0.755
PUNTA_GRAND  PG_D9        37          -9.0132      3.1213     0.01676     0.37234
PUNTA_GRAND  PG_D7        38          -9.0123     -4.1102     0.01768     0.39299
PUNTA_GRAND  PG_1         39          -8.7666      0.68304    0.00637     0.20014

GLOBAL SUMMARY REPORT
```

```
TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                116.2784
REACTIVE POWER [MVar]         -8.4244

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                115.74
REACTIVE POWER [MVar]          23.51

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]                0.53838
REACTIVE POWER [MVar]         -31.9344
```

Lanzarote - Fuerteventura 2010 - Demanda valle - Eólica 0 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
             [kV]        [rad]       [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

C1           64.0299     -0.1835     0           0           0           0
C10          69.6991     -0.05263    0           0           0           0
C11          69.6985     -0.05224    0           0           0           0
C2           64.0855     -0.18154    0           0           0           0
C3           68.7783     -0.0564     0           0           0           0
C4           68.8244     -0.05578    0           0           0           0
C5           69.1045     -0.07546    0           0           0           0
C6           69.7293     -0.0564     0           0           0           0
C9           69.7483     -0.05531    0           0           0           0
CORRALEJO    69.1109     -0.07579    0           0           9.1         1.85
C_SUB_FV     69.1662     -0.07598    0           0           0           0
C_SUB_LZ     69.197      -0.0762     0           0           0           0
GRAN_TARAJ   65.6351     -0.1361     0           0           0           0
GT_1         19.8232     -0.14906    0           0           2.21        0.45
GT_2         19.8232     -0.14906    0           0           2.21        0.45
LAS_SALINA   68.8146     -0.05535    0           0           15.21       3.09
LS_D6        11.865      -0.01082    14          1.9834      0           0
LS_D7        11.865      -0.00664    12.33       1.5202      0           0
LS_D8        11.865      -0.00664    12.33       1.5202      0           0
LS_D9        11.865      -0.00664    12.33       1.5202      0           0
MACHER       69.7522     -0.05553    0           0           13.4        2.72
MATAS_BLAN   63.5941     -0.19533    0           0           0           0
MB_1         19.1171     -0.22646    0           0           10.5        2.13
MB_2         19.1171     -0.22646    0           0           10.5        2.13
PG_D4        11.865      -0.00817    8.06        -1.6165     0           0
PG_D5        11.865      -0.00817    8.06        -1.6165     0           0
PG_D6        11.865       0          14.4159     -2.2784     0           0
PG_D7        11.865       0.00042    11.95       -1.955      0           0
PG_D8        11.865       0.00042    11.95       -1.955      0           0
PG_D9        11.865       0.00142    11.95       -1.913      0           0
PLAYA_BLAN   69.1921     -0.07618    0           0           15.25       3.1
PUNTA_GRAN   69.7535     -0.04576    0           0           30.76       6.25
SAN_BARTOL   69.6963     -0.05253    0           0           6.6         1.34

LINE FLOWS

From Bus     To Bus      Line        P Flow      Q Flow      P Loss      Q Loss
                                     [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

PLAYA_BLANC  C6          1           -15.3117    -1.2658     0.09301     0.07219
C9           MACHER      2            3.1515     -1.8529     0.00022    -0.00889
C6           MACHER      3           -15.4047    -1.338      0.00389     0.0042
C9           C10         4           -3.1515      1.8529     0.0029     -0.12393
C10          SAN_BARTOL  5           -3.1544      1.9768     0.00011    -0.49251
C11          SAN_BARTOL  6            9.7552     -1.6196     0.0007     -0.4902
C11          PUNTA_GRAN  7           -9.7552      1.6196     0.01839    -0.0555
PUNTA_GRAND  MACHER      8            12.8607    -9.4618     0.03202    -12.4149
PUNTA_GRAND  MACHER      9            12.8607    -9.4618     0.03202    -12.4149
```

```
C_SUB_LZ     PLAYA_BLAN  10          -0.06167     0.97692     3e-05       -0.85727
C_SUB_FV     C_SUB_LZ    11          -0.06139    -3.3078      0.00029     -4.2847
CORRALEJO    C_SUB_FV    12          -0.06042    -6.1573      0.00096     -2.8495
C1           MATAS_BLAN  13           21.1092     5.156       0.08409      0.20501
C5           CORRALEJO   14           9.0402     -4.7886      0.00064     -0.48124
C2           C1          15           21.1187     3.8483      0.00948     -1.3077
LAS_SALINAS  C4          16           9.0999     -5.6934      0.00097     -0.77011
GRAN_TARAJA  C2          17           21.4352     4.6007      0.31645      0.75245
C3           GRAN_TARAJ  18           26.5671     7.4293      0.70927      1.8681
LAS_SALINAS  C3          19           26.5737     6.6866      0.00661     -0.74261
C4           C5          20           9.099      -4.9232      0.05873     -0.13467
GT_2         GRAN_TARAJ  21          -2.21       -0.45        0.00135      0.0302
GT_1         GRAN_TARAJ  22          -2.21       -0.45        0.00135      0.0302
LS_D6        LAS_SALINA  23           14          1.9834      0.02418      0.63471
LS_D7        LAS_SALINA  24           12.33       1.5202      0.02739      0.60866
LS_D8        LAS_SALINA  25           12.33       1.5202      0.02739      0.60866
LS_D9        LAS_SALINA  26           12.33       1.5202      0.02739      0.60866
MB_1         MATAS_BLAN  27          -10.5       -2.13        0.01256      0.3455
MB_2         MATAS_BLAN  28          -10.5       -2.13        0.01256      0.3455
PG_D8        PUNTA_GRAN  29           11.95      -1.955       0.02547      0.56593
PG_D4        PUNTA_GRAN  30           8.06       -1.6165      0.01414      0.31433
PG_D5        PUNTA_GRAN  31           8.06       -1.6165      0.01414      0.31433
PG_D6        PUNTA_GRAN  32           14.4159    -2.2784      0.02576      0.67622
PG_D9        PUNTA_GRAN  33           11.95      -1.913       0.02599      0.57759
PG_D7        PUNTA_GRAN  34           11.95      -1.955       0.02547      0.56593

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                117.3759
REACTIVE POWER [MVar]         -4.7904

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                115.74
REACTIVE POWER [MVar]          23.51

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]                1.6359
REACTIVE POWER [MVar]         -28.3004
```

E.2 Escenario 2010.2

Gran Canaria 2010 - Demanda punta - Eólica 100 % - Solar 50 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
             [kV]        [rad]       [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

ALDEA_BLAN   66.3642    -0.16126     0           0           33.72       6.85
ARGUINEGUI   63.808     -0.23543     0           0           36.17       7.34
ARUCAS       64.5272    -0.24427     0           0           39.23       7.97
BCO_SECO     66.7507    -0.20563     0           0           39.85       8.09
BUENAVISTA   66.6769    -0.21433     0           0           53.33       10.83
C1           66.3082    -0.16086     0           0           0           0
C10          66.5189    -0.19381     0           0           0           0
C12          64.5234    -0.24443     0           0           0           0
C13          66.7015    -0.20751     0           0           0           0
C14          64.6134    -0.24132     0           0           0           0
C15          64.5724    -0.24261     0           0           0           0
C16          66.9361    -0.20016     0           0           0           0
C17          66.7014    -0.21325     0           0           0           0
C18          67.0533    -0.19058     0           0           0           0
```

C19	66.7014	-0.21325	0	0	0	0
C2	64.3419	-0.22044	0	0	0	0
C20	67.1841	-0.18887	0	0	0	0
C21	67.3398	-0.18769	0	0	0	0
C22	67.241	-0.19076	0	0	0	0
C23	66.2249	-0.19533	0	0	0	0
C24	66.8023	-0.2096	0	0	0	0
C25	66.7027	-0.21325	0	0	0	0
C26	67.3398	-0.18769	0	0	0	0
C27	67.241	-0.19076	0	0	0	0
C28	66.217	-0.19515	0	0	0	0
C29	66.8023	-0.2096	0	0	0	0
C3	64.3368	-0.22068	0	0	0	0
C30	66.7027	-0.21325	0	0	0	0
C31	66.3597	-0.16142	0	0	0	0
C32	66.2592	-0.16317	0	0	0	0
C33	67.1261	-0.18654	0	0	0	0
C34	66.2617	-0.18722	0	0	0	0
C35	66.2917	-0.17748	0	0	0	0
C36	63.7667	-0.23611	0	0	0	0
C37	64.3723	-0.21876	0	0	0	0
C38	64.5855	-0.21147	0	0	0	0
C39	63.8703	-0.23376	0	0	0	0
C4	64.3262	-0.22139	0	0	0	0
C40	63.872	-0.23366	0	0	0	0
C41	64.3278	-0.22128	0	0	0	0
C42	64.6377	-0.2112	0	0	0	0
C5	63.7652	-0.23615	0	0	0	0
C6	66.3671	-0.16206	0	0	0	0
C7	66.2474	-0.18758	0	0	0	0
C8	66.4876	-0.15737	0	0	0	0
C9	66.7067	-0.19283	0	0	0	0
CARRIZAL	65.9112	-0.17909	0	0	32.09	7.59
CARR_PE	19.1663	-0.08159	0	0	0	0
CEMENTOS_E	63.7266	-0.23676	0	0	6.74	1.37
CINSA	66.2163	-0.19538	0	0	24.97	5.48
GUANARTEME	66.6681	-0.21434	0	0	50.27	10.21
GUIA	64.2841	-0.24914	0	0	35.55	7.22
GUIA_PE	19.3442	-0.23078	0	0	0	0
JINAMAR_22	225.486	-0.11195	0	0	0	0
JINAMAR_66	67.4391	-0.18452	0	0	0	0
JN_D4	11.865	-0.1186	20.51	8.3433	0	0
JN_D5	11.865	-0.1186	20.51	8.3433	0	0
JN_F2	13.938	-0.15125	14	15.0867	0	0
JN_F3	13.938	-0.15125	14	15.0867	0	0
JN_F4	13.938	-0.11003	46.03	23.1142	0	0
JN_F5	13.938	-0.11003	46.03	23.1142	0	0
JN_TG2	11.55	-0.16148	10.52	11.8645	0	0
JN_TG3	11.55	-0.16148	10.52	11.8645	0	0
LA_PATERNA	66.8816	-0.20704	0	0	0	0
LOMO_APOLI	66.6502	-0.20936	0	0	60.07	12.2
LOMO_MASPA	64.3375	-0.22063	0	0	56.4	11.45
MARZAGAN	67.103	-0.19026	0	0	16.55	3.36
MATORRAL	66.5917	-0.14847	0	0	0	0
MAT_PEASIN	19.2065	-0.03827	0	0	0	0
MAT_PESINC	20.19	-0.10261	0	0	0	0
MUELLE_GRA	66.5816	-0.21747	0	0	33.1	6.72
PE_ASINC	19.1986	-0.02851	38.3	-15.8792	0	0
PE_CARRIZA	19.1633	-0.07758	15.7	-6.5092	0	0
PE_GUIA	19.3431	-0.22922	6.2	-2.5705	0	0
PE_SINCR	20.2154	-0.09922	17	0	0	0
SAN_AGUSTI	64.3942	-0.21757	0	0	37.39	7.59
SAN_MATEO	65.9958	-0.21619	0	0	25.13	5.1
TELDE	66.4308	-0.19109	0	0	25.13	5.1
TIRAJANA_2	226.6293	-0.08516	0	0	0	0
TIRAJANA_2	226.6276	-0.08518	0	0	0	0
TIRAJANA_6	66.6135	-0.14858	0	0	0	0
TJ_F1	11.025	0	74.0974	17.7492	0	0
TJ_F2	11.025	0.00017	74.24	17.7574	0	0
TJ_F3_CC1	12.075	-0.01006	73.26	19.3712	0	0

TJ_TG3_CC1	12.075	-0.0109	67.92	18.1249	0	0
TJ_TG4_CC1	12.075	-0.0109	67.92	18.1249	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
C1	C38	1	46.7433	10.2074	0.76549	2.4165
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	2	-95.0277	-5.558	0.36404	-2.3635
MATORRAL	ALDEA_BLAN	3	51.3637	3.6799	0.11427	-2.2199
C37	LOMO_MASPA	4	8.4952	-0.07384	0.00471	-0.01381
C3	LOMO_MASPA	5	-14.346	0.88613	0.0002	-0.048
C3	C41	6	14.346	-0.88613	0.00254	0.00299
C4	C40	7	14.343	-0.78006	0.11123	0.06827
C5	C36	8	-6.7432	-1.3624	0.00011	-0.10824
ARGUINEGUIN	LOMO_MASPA	9	-28.7007	-9.3361	0.13595	-4.9549
C5	CEMENTOS_E	10	6.7432	1.3624	0.00324	-0.00756
TIRAJANA_66	ALDEA_BLAN	11	47.1282	4.3678	0.10505	-2.5249
C6	C35	12	18.4136	-3.9228	0.08262	0.15887
TIRAJANA_66	C1	13	46.848	7.7264	0.10474	-2.481
CINSA	C28	14	-18.2355	4.1264	0.00112	-0.13651
TIRAJANA_66	C8	15	28.3461	-0.43924	0.04273	-3.3373
CARRIZAL	C8	16	-28.115	-2.3819	0.18834	0.51612
JINAMAR_66	C33	17	13.6644	19.0884	0.02497	0.08214
JINAMAR_66	C20	18	23.3687	12.9573	0.03233	0.11638
C9	C18	19	-6.7603	-9.4559	0.0138	-0.01052
TELDE	C34	20	-11.5462	13.7219	0.02361	0.04192
CINSA	C23	21	-6.7345	-9.6064	0.00044	-0.13897
C34	CARRIZAL	22	-11.5698	13.68	0.04936	0.08864
BCO_SECO	JINAMAR_66	23	-45.3097	-7.057	0.30736	0.95954
TIRAJANA_66	MATORRAL	24	-1.8042	12.8132	0.00075	-0.29365
JINAMAR_66	SAN_MATEO	25	24.7876	8.2941	0.28213	0.73102
JINAMAR_66	SAN_MATEO	26	24.7876	8.2941	0.28213	0.73102
SAN_MATEO	GUIA	27	23.8809	10.0261	0.30659	0.81141
GUIA	C12	28	-5.7841	-0.69384	0.01843	-0.07335
C12	ARUCAS	29	-5.8026	-0.62048	0.00027	-0.31036
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	30	-95.0277	-5.558	0.36404	-2.3635
C14	C13	31	-45.0685	-8.0801	1.1498	1.7196
C14	C15	32	45.0685	8.0801	0.01792	-0.27514
C15	ARUCAS	33	45.0506	8.3552	0.01775	0.07508
C13	BCO_SECO	34	-46.2183	-9.7997	0.01601	-0.44333
JINAMAR_66	BCO_SECO	35	58.2456	14.5954	0.30172	1.3054
JINAMAR_66	C16	36	43.1769	10.4151	0.16509	0.68498
BCO_SECO	LOMO_APOLI	37	17.1694	2.9005	0.01507	0.03141
C16	LOMO_APOLI	38	43.0118	9.7301	0.09611	0.39925
JINAMAR_66	LA_PATERNA	39	31.2957	2.789	0.20309	0.61737
JINAMAR_66	LA_PATERNA	40	31.2957	2.789	0.20309	0.61737
C19	LA_PATERNA	41	-34.4687	-5.7691	0.06398	-2.1652
C17	LA_PATERNA	42	-34.4687	-5.7691	0.06398	-2.1652
GUANARTEME	C19	43	-34.458	-6.0183	0.01072	-0.24914
GUANARTEME	C17	44	-34.458	-6.0183	0.01072	-0.24914
TIRAJANA_66	C32	45	46.8279	7.1239	0.12382	-2.9425
JINAMAR_66	C21	46	37.5714	6.1203	0.03604	0.11545
C22	C21	47	-37.5003	-7.0119	0.03514	-1.0071
LA_PATERNA	C22	48	-37.4089	-6.4265	0.09136	0.58546
C24	LA_PATERNA	49	-33.9425	-5.9126	0.02632	-0.91839
C25	C24	50	-33.9132	-5.7983	0.02923	0.11431
BUENAVISTA	C25	51	-33.9066	-6.1773	0.00664	-0.37903
JINAMAR_66	C26	52	37.5714	6.1203	0.03604	0.11545
C27	C26	53	-37.5003	-7.0119	0.03514	-1.0071
C27	LA_PATERNA	54	37.5003	7.0119	0.09136	0.58546
C29	LA_PATERNA	55	-33.9425	-5.9126	0.02632	-0.91839
C32	C2	56	46.704	10.0664	0.86102	2.7187
C30	C29	57	-33.9132	-5.7983	0.02923	0.11431
BUENAVISTA	C30	58	-33.9066	-6.1773	0.00664	-0.37903
MUELLE_GRAN	GUANARTEME	59	-18.6297	-3.2744	0.01622	-1.4479
MUELLE_GRAN	BUENAVISTA	60	-14.4703	-3.4456	0.01291	-1.921
ALDEA_BLANC	C6	61	18.4161	-4.3839	0.00254	-0.46117
C20	MARZAGAN	62	23.3364	12.8409	0.01031	0.03719

```
C18          MARZAGAN     63          -6.7741      -9.4454       0.00197     -0.00163
C28          C7           64          -18.2366      4.2629       0.04038      0.07759
C23          C10          65          -6.735       -9.4675       0.01546     -0.00676
TELDE        C33          66          -13.5838     -18.8219      0.05562      0.18439
C2           LOMO_MASPA   67           45.843       7.3477       0.00162     -0.03481
C9           C10          68           6.7603       9.4559       0.00985     -0.00483
C7           C35          69          -18.277       4.1854       0.05396      0.10371
ARGUINEGUIN  C36          70           6.7469       1.2459       0.00352     -0.0083
C37          SAN_AGUSTI   71          -8.4952       0.07384      0.00299     -0.0088
C38          SAN_AGUSTI   72           45.9778      7.7909       0.08963      0.28353
C31          C42          73           46.1349      10.3609      0.74652      2.3522
C40          C39          74           14.2318     -0.84834      0.00046     -0.10749
ARGUINEGUIN  C39          75          -14.2162      0.75023      0.01513      0.00938
C41          C4           76           14.3435     -0.88912      0.00046     -0.10905
PE_ASINC     MAT_PEASIN   77           38.3        -15.8792      0.14105      0.35642
C31          ALDEA_BLAN   78          -46.1349     -10.3609      0.00144     -0.03444
PE_CARRIZAL  CARR_PE      79           15.7        -6.5092       0.02378      0.04059
PE_SINCR     MAT_PESINC   80           17           0            0.02139      0.03154
PE_GUIA      GUIA_PE      81           6.2         -2.5705       0.00364     -0.01412
TIRAJANA_66  MATORRAL     82          -1.7534       12.4437      0.00073     -0.30242
C42          LOMO_MASPA   83           45.3884      8.0087       0.13745      0.43406
TIRAJANA_22  TIRAJANA_2   84           55.264       18.0175      9e-05       -0.4991
JN_F2        JINAMAR_66   85           14           15.0867      0.03479      1.0072
JN_F3        JINAMAR_66   86           14           15.0867      0.03479      1.0072
JN_F4        JINAMAR_66   87           46.03        23.1142      0.14528      4.2054
JN_F5        JINAMAR_66   88           46.03        23.1142      0.14528      4.2054
JN_TG2       JINAMAR_66   89           10.52        11.8645      0.01926      0.55748
JN_TG3       JINAMAR_66   90           10.52        11.8645      0.01926      0.55748
JN_D4        JINAMAR_66   91           20.51        8.3433       0.05929      1.5564
JN_D5        JINAMAR_66   92           20.51        8.3433       0.05929      1.5564
TJ_F2        TIRAJANA_2   93           74.24        17.7574      0.18498      6.6065
TJ_F1        TIRAJANA_2   94           74.0974      17.7492      0.1843       6.5822
TJ_F3_CC1    TIRAJANA_2   95           73.26        19.3712      0.16276      5.813
TJ_TG3_CC1   TIRAJANA_2   96           67.92        18.1249      0.14941      5.336
TJ_TG4_CC1   TIRAJANA_2   97           67.92        18.1249      0.14941      5.336
CARR_PE      CARRIZAL     98           15.6762     -6.5498       0.08207      1.8334
MAT_PESINC   MATORRAL     99           16.9786     -0.03154      0.02829      0.7779
MAT_PEASINC  MATORRAL     100          38.159      -16.2356      0.18647      5.128
GUIA_PE      GUIA         101          6.1964      -2.5564       0.0048       0.13208
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   102         -55.2027     -14.6803      0.07687      3.8436
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   103         -55.1871     -14.6751      0.07683      3.8414
JINAMAR_66   JINAMAR_22   104         -63.2598      0.895        0.09201      4.6003
JINAMAR_66   JINAMAR_22   105         -63.2598      0.895        0.09201      4.6003
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   106         -55.2027     -14.6803      0.07687      3.8436
JINAMAR_66   JINAMAR_22   107         -63.2598      0.895        0.09201      4.6003

           Maximum apparent power limit violation on line 31 [S = 45.7871 > S_max = 36]

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                616.7574
REACTIVE POWER [MVar]          182.9861

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                605.69
REACTIVE POWER [MVar]          124.47

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]                11.0674
REACTIVE POWER [MVar]          58.5161
```

Gran Canaria 2010 - Demanda punta - Eólica 0 % - Solar 50 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
```

	[kV]	[rad]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
ALDEA_BLAN	67.2541	-0.16788	0	0	33.72	6.85
ARGUINEGUI	64.7593	-0.2402	0	0	36.17	7.34
ARUCAS	64.8308	-0.23647	0	0	39.23	7.97
BCO_SECO	67.0604	-0.19442	0	0	39.85	8.09
BUENAVISTA	66.982	-0.20246	0	0	53.33	10.83
C1	67.218	-0.16777	0	0	0	0
C10	67.0382	-0.18781	0	0	0	0
C12	64.8284	-0.23673	0	0	0	0
C13	67.014	-0.19643	0	0	0	0
C14	64.9126	-0.23331	0	0	0	0
C15	64.8734	-0.2347	0	0	0	0
C16	67.2411	-0.18868	0	0	0	0
C17	67.0064	-0.20138	0	0	0	0
C18	67.4266	-0.18075	0	0	0	0
C19	67.0064	-0.20138	0	0	0	0
C2	65.2831	-0.22562	0	0	0	0
C20	67.5286	-0.17833	0	0	0	0
C21	67.6404	-0.17605	0	0	0	0
C22	67.5422	-0.17909	0	0	0	0
C23	66.8165	-0.19147	0	0	0	0
C24	67.1067	-0.19776	0	0	0	0
C25	67.0076	-0.20138	0	0	0	0
C26	67.6404	-0.17605	0	0	0	0
C27	67.5422	-0.17909	0	0	0	0
C28	66.8129	-0.19142	0	0	0	0
C29	67.1067	-0.19776	0	0	0	0
C3	65.2781	-0.22586	0	0	0	0
C30	67.0076	-0.20138	0	0	0	0
C31	67.2496	-0.16804	0	0	0	0
C32	67.1702	-0.17001	0	0	0	0
C33	67.512	-0.17792	0	0	0	0
C34	66.9275	-0.18904	0	0	0	0
C35	67.0447	-0.17913	0	0	0	0
C36	64.7187	-0.24085	0	0	0	0
C37	65.3131	-0.224	0	0	0	0
C38	65.5233	-0.21693	0	0	0	0
C39	64.8205	-0.23857	0	0	0	0
C4	65.2678	-0.22654	0	0	0	0
C40	64.8221	-0.23847	0	0	0	0
C41	65.2694	-0.22645	0	0	0	0
C42	65.5716	-0.21662	0	0	0	0
C5	64.7172	-0.2409	0	0	0	0
C6	67.2486	-0.16845	0	0	0	0
C7	66.912	-0.18615	0	0	0	0
C8	67.3762	-0.16531	0	0	0	0
C9	67.18	-0.18548	0	0	0	0
CARRIZAL	66.7481	-0.18877	0	0	32.09	7.59
CEMENTOS_E	64.6792	-0.24149	0	0	6.74	1.37
CINSA	66.81	-0.19157	0	0	24.97	5.48
GUANARTEME	66.9733	-0.20247	0	0	50.27	10.21
GUIA	64.5787	-0.24488	0	0	35.55	7.22
JINAMAR_22	226.6622	-0.10859	0	0	0	0
JINAMAR_66	67.7389	-0.1729	0	0	0	0
JN_D4	11.865	-0.10711	20.51	6.9809	0	0
JN_D5	11.865	-0.10711	20.51	6.9809	0	0
JN_F2	13.938	-0.12176	21.27	13.342	0	0
JN_F3	13.938	-0.12176	21.27	13.342	0	0
JN_F4	13.938	-0.08296	55.56	20.8653	0	0
JN_F5	13.938	-0.08296	55.56	20.8653	0	0
JN_TG2	11.55	-0.13858	15.47	9.8853	0	0
JN_TG3	11.55	-0.13858	15.47	9.8853	0	0
LA_PATERNA	67.1855	-0.19523	0	0	0	0
LOMO_APOLI	66.9585	-0.19796	0	0	60.07	12.2
LOMO_MASPA	65.2788	-0.22581	0	0	56.4	11.45
MARZAGAN	67.4619	-0.18007	0	0	16.55	3.36
MATORRAL	67.505	-0.15642	0	0	0	0
MUELLE_GRA	66.8872	-0.20557	0	0	33.1	6.72
SAN_AGUSTI	65.3348	-0.22285	0	0	37.39	7.59

SAN_MATEO	66.2885	-0.20676	0	0	25.13	5.1
TELDE	67.0128	-0.18916	0	0	25.13	5.1
TIRAJANA_2	227.7256	-0.08488	0	0	0	0
TIRAJANA_2	227.7244	-0.0849	0	0	0	0
TIRAJANA_6	67.5167	-0.15582	0	0	0	0
TJ_F1	11.025	0	74.0973	13.558	0	0
TJ_F2	11.025	0.00016	74.24	13.5662	0	0
TJ_F3_CC1	12.075	-0.00914	74.1	14.7193	0	0
TJ_TG1	11.33	-0.12014	15.47	2.6977	0	0
TJ_TG2	11.33	-0.12014	15.47	2.6977	0	0
TJ_TG3_CC1	12.075	-0.00999	68.7	13.763	0	0
TJ_TG4_CC1	12.075	-0.00999	68.7	13.763	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
C1	C38	1	46.6811	10.1282	0.74251	2.3342
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	2	-85.069	-6.0999	0.28893	-2.9441
MATORRAL	ALDEA_BLAN	3	47.7318	5.7996	0.0973	-2.3988
C37	LOMO_MASPA	4	8.4588	-0.06016	0.00453	-0.01527
C3	LOMO_MASPA	5	-14.3363	0.92657	0.0002	-0.04945
C3	C41	6	14.3363	-0.92657	0.00246	0.00257
C4	C40	7	14.3334	-0.81679	0.10793	0.06023
C5	C36	8	-6.7432	-1.3619	0.0001	-0.11152
ARGUINEGUIN	LOMO_MASPA	9	-28.7063	-9.356	0.13191	-5.131
C5	CEMENTOS_E	10	6.7432	1.3619	0.00315	-0.00808
TIRAJANA_66	ALDEA_BLAN	11	46.2313	5.3831	0.09909	-2.6453
C6	C35	12	13.8627	-0.14275	0.04369	0.0245
TIRAJANA_66	C1	13	46.7827	7.5435	0.10156	-2.5848
CINSA	C28	14	-13.7684	0.05526	0.0006	-0.14092
TIRAJANA_66	C8	15	31.4226	-0.1901	0.05114	-3.3851
CARRIZAL	C8	16	-31.1462	-2.5573	0.22529	0.63769
JINAMAR_66	C33	17	26.1946	10.4593	0.0357	0.13175
JINAMAR_66	C20	18	27.8492	8.9388	0.03839	0.14424
C9	C18	19	-11.2306	-5.3918	0.01567	-0.00277
TELDE	C34	20	0.94954	4.9338	0.00183	-0.0323
CINSA	C23	21	-11.2016	-5.5353	0.00049	-0.14131
C34	CARRIZAL	22	0.94771	4.9661	0.0039	-0.06658
BCO_SECO	JINAMAR_66	23	-46.3765	-6.513	0.31764	0.9935
TIRAJANA_66	MATORRAL	24	24.2094	2.6455	0.00254	-0.2913
JINAMAR_66	SAN_MATEO	25	26.4489	7.9991	0.3124	0.83121
JINAMAR_66	SAN_MATEO	26	26.4489	7.9991	0.3124	0.83121
SAN_MATEO	GUIA	27	27.143	9.2357	0.37208	1.0304
GUIA	C12	28	-8.7791	0.98526	0.04215	-0.03611
C12	ARUCAS	29	-8.8213	1.0214	0.00062	-0.31205
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	30	-85.069	-6.0999	0.28893	-2.9441
C14	C13	31	-48.0916	-6.4495	1.2796	1.9248
C14	C15	32	48.0916	6.4495	0.01994	-0.27116
C15	ARUCAS	33	48.0716	6.7206	0.01974	0.08405
C13	BCO_SECO	34	-49.3711	-8.3742	0.01782	-0.43767
JINAMAR_66	BCO_SECO	35	59.6854	14.0354	0.3118	1.3506
JINAMAR_66	C16	36	43.8386	10.1586	0.16797	0.69746
BCO_SECO	LOMO_APOLI	37	16.5111	3.1713	0.01392	0.02585
C16	LOMO_APOLI	38	43.6707	9.4611	0.09779	0.4065
JINAMAR_66	LA_PATERNA	39	31.2918	2.7538	0.2012	0.60971
JINAMAR_66	LA_PATERNA	40	31.2918	2.7538	0.2012	0.60971
C19	LA_PATERNA	41	-34.4684	-5.759	0.06339	-2.1892
C17	LA_PATERNA	42	-34.4684	-5.759	0.06339	-2.1892
GUANARTEME	C19	43	-34.4578	-6.0111	0.01063	-0.25217
GUANARTEME	C17	44	-34.4578	-6.0111	0.01063	-0.25217
TIRAJANA_66	C32	45	46.7557	6.9301	0.12003	-3.0657
JINAMAR_66	C21	46	37.5705	6.0695	0.0357	0.11414
C22	C21	47	-37.5	-6.9738	0.03482	-1.0184
LA_PATERNA	C22	48	-37.4095	-6.3949	0.09051	0.57892
C24	LA_PATERNA	49	-33.9422	-5.8976	0.02608	-0.92848
C25	C24	50	-33.9132	-5.7847	0.02896	0.11292
BUENAVISTA	C25	51	-33.9066	-6.1679	0.00658	-0.38322
JINAMAR_66	C26	52	37.5705	6.0695	0.0357	0.11414

```
C27          C26          53          -37.5       -6.9738       0.03482     -1.0184
C27          LA_PATERNA   54           37.5        6.9738       0.09051      0.57892
C29          LA_PATERNA   55          -33.9422     -5.8976       0.02608     -0.92848
C32          C2           56           46.6357      9.9958       0.83498      2.6255
C30          C29          57          -33.9132     -5.7847       0.02896      0.11292
BUENAVISTA   C30          58          -33.9066     -6.1679       0.00658     -0.38322
MUELLE_GRAN  GUANARTEME   59          -18.6295     -3.2746       0.01607     -1.4624
MUELLE_GRAN  BUENAVISTA   60          -14.4705     -3.4454       0.01279     -1.9395
ALDEA_BLANC  C6           61           13.8641     -0.62381      0.00134     -0.48106
C20          MARZAGAN     62           27.8108      8.7946       0.01224      0.04605
C18          MARZAGAN     63          -11.2463     -5.389        0.00224     -0.00047
C28          C7           64          -13.769       0.19618      0.02143      0.01251
C23          C10          65          -11.2021     -5.394        0.01743     -0.00111
TELDE        C33          66          -26.0795    -10.0338       0.07934      0.29372
C2           LOMO_MASPA   67           45.8007      7.3703       0.00157     -0.0364
C9           C10          68           11.2306      5.3918       0.01114     -0.00105
C7           C35          69          -13.7904      0.18367      0.02859      0.01642
ARGUINEGUIN  C36          70            6.7467      1.2415       0.00341     -0.00887
C37          SAN_AGUSTI   71           -8.4588      0.06016      0.00288     -0.00973
C38          SAN_AGUSTI   72           45.9386      7.794        0.08694      0.2739
C31          C42          73           46.1812     10.0364       0.72612      2.2787
C40          C39          74           14.2255     -0.87702      0.00044     -0.1108
ARGUINEGUIN  C39          75          -14.2104      0.7745       0.01468      0.00828
C41          C4           76           14.3339     -0.92914      0.00044     -0.11235
C31          ALDEA_BLAN   77          -46.1812    -10.0364       0.0014      -0.03583
TIRAJANA_66  MATORRAL     78           23.5274      2.5622       0.00247     -0.3006
C42          LOMO_MASPA   79           45.4551      7.7577       0.13369      0.42052
TIRAJANA_22  TIRAJANA_2   80           62.7555     10.9229       0.00011     -0.50374
JN_F2        JINAMAR_66   81           21.27       13.342        0.05178      1.499
JN_F3        JINAMAR_66   82           21.27       13.342        0.05178      1.499
JN_F4        JINAMAR_66   83           55.56       20.8653       0.19288      5.5833
JN_F5        JINAMAR_66   84           55.56       20.8653       0.19288      5.5833
JN_TG2       JINAMAR_66   85           15.47        9.8853       0.02582      0.74728
JN_TG3       JINAMAR_66   86           15.47        9.8853       0.02582      0.74728
TJ_TG1       TIRAJANA_6   87           15.47        2.6977       0.01963      0.56819
TJ_TG2       TIRAJANA_6   88           15.47        2.6977       0.01963      0.56819
JN_D4        JINAMAR_66   89           20.51        6.9809       0.05677      1.4901
JN_D5        JINAMAR_66   90           20.51        6.9809       0.05677      1.4901
TJ_F2        TIRAJANA_2   91           74.24       13.5662       0.18081      6.4576
TJ_F1        TIRAJANA_2   92           74.0973     13.558        0.18013      6.4334
TJ_F3_CC1    TIRAJANA_2   93           74.1        14.7193       0.16178      5.7777
TJ_TG3_CC1   TIRAJANA_2   94           68.7        13.763        0.14842      5.3008
TJ_TG4_CC1   TIRAJANA_2   95           68.7        13.763        0.14842      5.3008
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   96          -62.6821     -6.8728       0.09119      4.5596
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   97          -62.6642     -6.8697       0.09114      4.5569
JINAMAR_66   JINAMAR_22   98          -56.6396     -0.41184      0.07309      3.6547
JINAMAR_66   JINAMAR_22   99          -56.6396     -0.41184      0.07309      3.6547
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   100         -62.6821     -6.8728       0.09119      4.5596
JINAMAR_66   JINAMAR_22   101         -56.6396     -0.41184      0.07309      3.6547

           Maximum apparent power limit violation on line 31 [S = 48.5221 > S_max = 36]

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]               616.3973
REACTIVE POWER [MVar]         176.912

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]               605.69
REACTIVE POWER [MVar]         124.47

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]               10.7073
REACTIVE POWER [MVar]         52.442
```

Gran Canaria 2010 - Demanda valle - Eólica 48 % - Solar 0 %

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [kV]	phase [rad]	P gen [MW]	Q gen [MVar]	P load [MW]	Q load [MVar]
ALDEA_BLAN	67.4239	-0.06391	0	0	15.04	3.05
ARGUINEGUI	66.5521	-0.09607	0	0	16.13	3.28
ARUCAS	66.1463	-0.09072	0	0	17.5	3.55
BCO_SECO	67.0725	-0.0739	0	0	17.77	3.61
BUENAVISTA	67.1199	-0.07809	0	0	23.79	4.83
C1	67.431	-0.06402	0	0	0	0
C10	67.1476	-0.07223	0	0	0	0
C12	66.1448	-0.09078	0	0	0	0
C13	67.054	-0.07472	0	0	0	0
C14	66.1827	-0.08947	0	0	0	0
C15	66.1655	-0.09002	0	0	0	0
C16	67.1463	-0.07149	0	0	0	0
C17	67.1333	-0.07762	0	0	0	0
C18	67.2528	-0.06839	0	0	0	0
C19	67.1333	-0.07762	0	0	0	0
C2	66.7353	-0.08964	0	0	0	0
C20	67.2849	-0.06718	0	0	0	0
C21	67.3291	-0.06603	0	0	0	0
C22	67.2987	-0.06746	0	0	0	0
C23	67.0826	-0.07424	0	0	0	0
C24	67.1678	-0.07597	0	0	0	0
C25	67.1298	-0.07761	0	0	0	0
C26	67.3291	-0.06603	0	0	0	0
C27	67.2987	-0.06746	0	0	0	0
C28	67.083	-0.07424	0	0	0	0
C29	67.1678	-0.07597	0	0	0	0
C3	66.7336	-0.08975	0	0	0	0
C30	67.1298	-0.07761	0	0	0	0
C31	67.4226	-0.06398	0	0	0	0
C32	67.4255	-0.06504	0	0	0	0
C33	67.2684	-0.06639	0	0	0	0
C34	67.047	-0.07	0	0	0	0
C35	67.265	-0.06886	0	0	0	0
C36	66.5351	-0.09635	0	0	0	0
C37	66.7333	-0.08889	0	0	0	0
C38	66.8049	-0.08579	0	0	0	0
C39	66.5745	-0.09536	0	0	0	0
C4	66.7315	-0.09004	0	0	0	0
C40	66.575	-0.09532	0	0	0	0
C41	66.7319	-0.09	0	0	0	0
C42	66.8391	-0.0857	0	0	0	0
C5	66.5344	-0.09637	0	0	0	0
C6	67.4188	-0.06417	0	0	0	0
C7	67.1618	-0.07194	0	0	0	0
C8	67.4112	-0.06177	0	0	0	0
C9	67.1887	-0.07094	0	0	0	0
CARRIZAL	66.9956	-0.06891	0	0	16.68	3.39
CARR_PE	19.9574	-0.02473	0	0	0	0
CEMENTOS_E	66.518	-0.09662	0	0	3	0.61
CINSA	67.0807	-0.0743	0	0	12.03	2.44
GUANARTEME	67.1197	-0.07811	0	0	22.42	4.55
GUIA	66.0413	-0.09262	0	0	15.86	3.22
GUIA_PE	19.951	-0.0843	0	0	0	0
JINAMAR_22	225.4135	-0.04152	0	0	0	0
JINAMAR_66	67.3571	-0.06454	0	0	0	0
JN_D4	11.639	-0.01764	14.18	2.5676	0	0
JN_D5	11.639	-0.01764	14.18	2.5676	0	0
JN_F2	13.524	-0.02915	14	3.0092	0	0
JN_F3	13.524	-0.02915	14	3.0092	0	0
JN_F4	13.524	-0.01896	27	4.5495	0	0
JN_F5	13.524	-0.01896	27	4.5495	0	0
LA_PATERNA	67.1968	-0.07482	0	0	0	0
LOMO_APOLI	67.0243	-0.07556	0	0	26.79	5.44

LOMO_MASPA	66.7337	-0.08973	0	0	25.15	5.11
MARZAGAN	67.2618	-0.06802	0	0	7.38	1.5
MATORRAL	67.5046	-0.05857	0	0	0	0
MAT_PEASIN	20.0457	-0.00856	0	0	0	0
MAT_PESINC	20.4679	-0.03714	0	0	0	0
MUELLE_GRA	67.0863	-0.0795	0	0	14.76	3
PE_ASINC	20.0424	-0.00426	18.384	-7.622	0	0
PE_CARRIZA	19.9561	-0.02295	7.536	-3.1244	0	0
PE_GUIA	19.9506	-0.0836	2.976	-1.2339	0	0
PE_SINCR	20.48	-0.03556	8.16	0	0	0
SAN_AGUSTI	66.7328	-0.08836	0	0	16.68	3.39
SAN_MATEO	66.7593	-0.07854	0	0	11.21	2.28
TELDE	67.0707	-0.07052	0	0	11.21	2.28
TIRAJANA_2	225.8543	-0.03303	0	0	0	0
TIRAJANA_2	225.854	-0.03304	0	0	0	0
TIRAJANA_6	67.5111	-0.05865	0	0	0	0
TJ_F1	10.815	0	28.0079	2.4702	0	0
TJ_F2	10.815	-1e-05	28	2.4702	0	0
TJ_F3_CC1	11.845	-0.00651	25.2	2.7554	0	0
TJ_TG3_CC1	11.845	-0.00679	23.38	2.5836	0	0
TJ_TG4_CC1	11.845	-0.00679	23.38	2.5836	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
C1	C38	1	20.5632	2.5491	0.13887	0.29314
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	2	-30.1914	-4.9226	0.03698	-4.6565
MATORRAL	ALDEA_BLAN	3	21.9289	-0.29583	0.02013	-2.8603
C37	LOMO_MASPA	4	3.7275	-1.1503	0.00092	-0.02882
C3	LOMO_MASPA	5	-6.2383	1.1809	4e-05	-0.05221
C3	C41	6	6.2383	-1.1809	0.00046	-0.00446
C4	C40	7	6.2377	-1.0577	0.02	-0.07902
C5	C36	8	-3.0006	-0.59728	2e-05	-0.11815
ARGUINEGUIN	LOMO_MASPA	9	-12.9163	-4.5951	0.02442	-5.7958
C5	CEMENTOS_E	10	3.0006	0.59728	0.00059	-0.01272
TIRAJANA_66	ALDEA_BLAN	11	19.9713	-0.12263	0.01818	-3.1292
C6	C35	12	6.4612	1.0256	0.00971	-0.09089
TIRAJANA_66	C1	13	20.5822	-0.53131	0.01899	-3.0804
CINSA	C28	14	-6.4402	-1.3633	0.00013	-0.14372
TIRAJANA_66	C8	15	10.7696	1.2075	0.00647	-3.6495
CARRIZAL	C8	16	-10.7314	-4.8732	0.03168	-0.01623
JINAMAR_66	C33	17	9.6627	4.1503	0.00502	-0.01073
JINAMAR_66	C20	18	12.9899	2.2881	0.0079	0.00263
C9	C18	19	-5.5958	-0.85377	0.00324	-0.06044
TELDE	C34	20	-1.5635	1.9044	0.00044	-0.03709
CINSA	C23	21	-5.5898	-1.0767	0.0001	-0.14384
C34	CARRIZAL	22	-1.564	1.9414	0.00095	-0.07696
BCO_SECO	JINAMAR_66	23	-20.0275	-2.698	0.05911	0.12141
TIRAJANA_66	MATORRAL	24	-2.2996	4.064	0.0001	-0.30566
JINAMAR_66	SAN_MATEO	25	10.9063	3.0956	0.05335	-0.04334
JINAMAR_66	SAN_MATEO	26	10.9063	3.0956	0.05335	-0.04334
SAN_MATEO	GUIA	27	10.4959	3.9979	0.05657	-0.04107
GUIA	C12	28	-2.4465	-0.42003	0.00316	-0.10345
C12	ARUCAS	29	-2.4497	-0.31658	5e-05	-0.32698
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	30	-30.1914	-4.9226	0.03698	-4.6565
C14	C13	31	-19.9564	-3.2052	0.21346	0.22846
C14	C15	32	19.9564	3.2052	0.00333	-0.34366
C15	ARUCAS	33	19.953	3.5488	0.00331	0.00922
C13	BCO_SECO	34	-20.1698	-3.4336	0.00296	-0.52542
JINAMAR_66	BCO_SECO	35	25.7108	5.5183	0.05802	0.19883
JINAMAR_66	C16	36	19.1062	4.0451	0.03201	0.08066
BCO_SECO	LOMO_APOLI	37	7.7375	1.4993	0.00306	-0.0235
C16	LOMO_APOLI	38	19.0742	3.9645	0.01865	0.04721
JINAMAR_66	LA_PATERNA	39	13.8101	-0.61821	0.03938	0.03406
JINAMAR_66	LA_PATERNA	40	13.8101	-0.61821	0.03938	0.03406
C19	LA_PATERNA	41	-15.3617	-1.966	0.01236	-2.3751
C17	LA_PATERNA	42	-15.3617	-1.966	0.01236	-2.3751
GUANARTEME	C19	43	-15.3597	-2.2518	0.00208	-0.28583

```
GUANARTEME   C17          44          -15.3597    -2.2518      0.00208     -0.28583
TIRAJANA_66  C32          45           20.5816    -1.2668      0.02248     -3.6536
JINAMAR_66   C21          46           16.7751    -0.01748     0.00701      0.01212
C22          C21          47          -16.7613    -1.0788      0.00681     -1.1084
LA_PATERNA   C22          48          -16.7436    -1.0144      0.01768      0.06439
C24          LA_PATERNA   49          -15.1351    -1.7752      0.00508     -1.004
C25          C24          50          -15.1295    -1.7682      0.00566      0.00707
BUENAVISTA   C25          51          -15.1282    -2.1841      0.00129     -0.41596
JINAMAR_66   C26          52           16.7751    -0.01748     0.00701      0.01212
C27          C26          53          -16.7613    -1.0788      0.00681     -1.1084
C27          LA_PATERNA   54           16.7613     1.0788      0.01768      0.06439
C29          LA_PATERNA   55          -15.1351    -1.7752      0.00508     -1.004
C32          C2           56           20.5591     2.3868      0.15609      0.32929
C30          C29          57          -15.1295    -1.7682      0.00566      0.00707
BUENAVISTA   C30          58          -15.1282    -2.1841      0.00129     -0.41596
MUELLE_GRAN  GUANARTEME   59          -8.2962     -1.473       0.00313     -1.5194
MUELLE_GRAN  BUENAVISTA   60          -6.4638     -1.527       0.00248     -1.9887
ALDEA_BLANC  C6           61           6.4615      0.53589     0.00029     -0.48967
C20          MARZAGAN     62           12.982      2.2855      0.00252      0.00086
C18          MARZAGAN     63          -5.599      -0.79333     0.00046     -0.0087
C28          C7           64          -6.4403     -1.2196      0.00481     -0.04405
C23          C10          65          -5.5899     -0.93286     0.00359     -0.04814
TELDE        C33          66          -9.6465     -4.1844      0.01119     -0.02328
C2           LOMO_MASPA   67           20.403      2.0575      0.00029     -0.04598
C9           C10          68           5.5958      0.85377     0.0023      -0.03095
C7           C35          69          -6.4451     -1.1755      0.00639     -0.05907
ARGUINEGUIN  C36          70           3.0012      0.46522     0.00063     -0.0139
C37          SAN_AGUSTI   71          -3.7275      1.1503      0.00059     -0.01832
C38          SAN_AGUSTI   72           20.4244     2.2559      0.01627      0.03457
C31          C42          73           20.3601     2.0278      0.13542      0.28142
C40          C39          74           6.2177     -0.97872     8e-05       -0.1181
ARGUINEGUIN  C39          75          -6.2149      0.84986     0.0027      -0.01076
C41          C4           76           6.2378     -1.1764      8e-05       -0.11865
PE_ASINC     MAT_PEASIN   77           18.384     -7.622       0.02981      0.05463
C31          ALDEA_BLAN   78          -20.3601    -2.0278      0.00026     -0.04274
PE_CARRIZAL  CARR_PE      79           7.536      -3.1244      0.00505     -0.01186
PE_SINCR     MAT_PESINC   80           8.16        0           0.0048      -0.01386
PE_GUIA      GUIA_PE      81           2.976      -1.2339      0.00079     -0.02333
TIRAJANA_66  MATORRAL     82          -2.2349      3.9408      0.0001      -0.31456
C42          LOMO_MASPA   83           20.2247     1.7464      0.02494      0.05218
TIRAJANA_22  TIRAJANA_2   84           22.4642     2.5182      1e-05       -0.49662
JN_F2        JINAMAR_66   85           14          3.0092      0.01789      0.51787
JN_F3        JINAMAR_66   86           14          3.0092      0.01789      0.51787
JN_F4        JINAMAR_66   87           27          4.5495      0.0436       1.2623
JN_F5        JINAMAR_66   88           27          4.5495      0.0436       1.2623
JN_D4        JINAMAR_66   89           14.18       2.5676      0.0261       0.6851
JN_D5        JINAMAR_66   90           14.18       2.5676      0.0261       0.6851
TJ_F2        TIRAJANA_2   91           28          2.4702      0.02607      0.93093
TJ_F1        TIRAJANA_2   92           28.0079     2.4702      0.02608      0.93145
TJ_F3_CC1    TIRAJANA_2   93           25.2        2.7554      0.01893      0.67605
TJ_TG3_CC1   TIRAJANA_2   94           23.38       2.5836      0.01738      0.62088
TJ_TG4_CC1   TIRAJANA_2   95           23.38       2.5836      0.01738      0.62088
CARR_PE      CARRIZAL     96           7.531      -3.1126      0.01741      0.38901
MAT_PESINC   MATORRAL     97           8.1552      0.01386     0.00635      0.17463
MAT_PEASINC  MATORRAL     98           18.3542    -7.6766      0.0394       1.0835
GUIA_PE      GUIA         99           2.9752     -1.2105      0.00104      0.02851
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   100         -22.4588    -2.4309      0.01171      0.58526
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   101         -22.4524    -2.4298      0.0117       0.58493
JINAMAR_66   JINAMAR_22   102         -20.1181    -2.8064      0.00951      0.47539
JINAMAR_66   JINAMAR_22   103         -20.1181    -2.8064      0.00951      0.47539
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2   104         -22.4588    -2.4309      0.01171      0.58526
JINAMAR_66   JINAMAR_22   105         -20.1181    -2.8064      0.00951      0.47539

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]                275.3839
REACTIVE POWER [MVar]          21.1352
```

```
TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]                273.4
REACTIVE POWER [MVar]          55.53

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]                1.9839
REACTIVE POWER [MVar]         -34.3949
```

Gran Canaria 2010 - Demanda valle - Eólica 0 % - Solar 0 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
             [kV]        [rad]       [MW]        [MVar]      [MW]        [MVar]

ALDEA_BLAN   67.6849     -0.07645    0           0           15.04       3.05
ARGUINEGUI   66.8226     -0.10838    0           0           16.13       3.28
ARUCAS       66.2477     -0.09977    0           0           17.5        3.55
BCO_SECO     67.1781     -0.08125    0           0           17.77       3.61
BUENAVISTA   67.2218     -0.08514    0           0           23.79       4.83
C1           67.6973     -0.07658    0           0           0           0
C10          67.307      -0.08107    0           0           0           0
C12          66.2469     -0.09988    0           0           0           0
C13          67.161      -0.08213    0           0           0           0
C14          66.2822     -0.09842    0           0           0           0
C15          66.2658     -0.09901    0           0           0           0
C16          67.2495     -0.07869    0           0           0           0
C17          67.2352     -0.08467    0           0           0           0
C18          67.3734     -0.07604    0           0           0           0
C19          67.2352     -0.08467    0           0           0           0
C2           67.0044     -0.102      0           0           0           0
C20          67.3978     -0.07461    0           0           0           0
C21          67.4303     -0.07311    0           0           0           0
C22          67.4        -0.07454    0           0           0           0
C23          67.2607     -0.08374    0           0           0           0
C24          67.2696     -0.08303    0           0           0           0
C25          67.2317     -0.08466    0           0           0           0
C26          67.4303     -0.07311    0           0           0           0
C27          67.4        -0.07454    0           0           0           0
C28          67.2623     -0.08377    0           0           0           0
C29          67.2696     -0.08303    0           0           0           0
C3           67.0028     -0.1021     0           0           0           0
C30          67.2317     -0.08466    0           0           0           0
C31          67.6836     -0.07652    0           0           0           0
C32          67.692      -0.0776     0           0           0           0
C33          67.3953     -0.07467    0           0           0           0
C34          67.2562     -0.08235    0           0           0           0
C35          67.4871     -0.07997    0           0           0           0
C36          66.8056     -0.10866    0           0           0           0
C37          67.0025     -0.10126    0           0           0           0
C38          67.0738     -0.09818    0           0           0           0
C39          66.8449     -0.10768    0           0           0           0
C4           67.0007     -0.1024     0           0           0           0
C40          66.8453     -0.10764    0           0           0           0
C41          67.0011     -0.10236    0           0           0           0
C42          67.107      -0.09808    0           0           0           0
C5           66.805      -0.10868    0           0           0           0
C6           67.6774     -0.07664    0           0           0           0
C7           67.3595     -0.08214    0           0           0           0
C8           67.6791     -0.07513    0           0           0           0
C9           67.336      -0.07936    0           0           0           0
CARRIZAL     67.2544     -0.08423    0           0           16.68       3.39
CEMENTOS_E   66.7887     -0.10893    0           0           3           0.61
CINSA        67.2594     -0.08381    0           0           12.03       2.44
GUANARTEME   67.2216     -0.08516    0           0           22.42       4.55
GUIA         66.1375     -0.10331    0           0           15.86       3.22
JINAMAR_22   225.6707    -0.04508    0           0           0           0
JINAMAR_66   67.4582     -0.07163    0           0           0           0
```

JN_D4	11.639	-0.0245	14.25	2.118	0	0
JN_D5	11.639	-0.0245	14.25	2.118	0	0
JN_F2	13.524	-0.03624	14	2.4204	0	0
JN_F3	13.524	-0.03624	14	2.4204	0	0
JN_F4	13.524	-0.02606	27	3.6663	0	0
JN_F5	13.524	-0.02606	27	3.6663	0	0
LA_PATERNA	67.2986	-0.08188	0	0	0	0
LOMO_APOLI	67.1288	-0.08282	0	0	26.79	5.44
LOMO_MASPA	67.0029	-0.10209	0	0	25.15	5.11
MARZAGAN	67.3786	-0.07556	0	0	7.38	1.5
MATORRAL	67.7737	-0.07151	0	0	0	0
MUELLE_GRA	67.1883	-0.08655	0	0	14.76	3
SAN_AGUSTI	67.0021	-0.10073	0	0	16.68	3.39
SAN_MATEO	66.8575	-0.08675	0	0	11.21	2.28
TELDE	67.2562	-0.08144	0	0	11.21	2.28
TIRAJANA_2	226.128	-0.03527	0	0	0	0
TIRAJANA_2	226.1277	-0.03528	0	0	0	0
TIRAJANA_6	67.7768	-0.07125	0	0	0	0
TJ_F1	10.815	0	29.9047	1.4573	0	0
TJ_F2	10.815	-1e-05	29.9	1.4573	0	0
TJ_F3_CC1	11.845	0.00355	36.86	1.6625	0	0
TJ_TG3_CC1	11.845	0.00312	34.17	1.5545	0	0
TJ_TG4_CC1	11.845	0.00312	34.17	1.5545	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
C1	C38	1	20.5613	2.5452	0.13775	0.28795
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	2	-34.8822	-4.4861	0.04908	-4.5825
MATORRAL	ALDEA_BLAN	3	20.5617	0.42827	0.01766	-2.8983
C37	LOMO_MASPA	4	3.7269	-1.1482	0.00091	-0.0291
C3	LOMO_MASPA	5	-6.2364	1.1913	4e-05	-0.05263
C3	C41	6	6.2364	-1.1913	0.00046	-0.00452
C4	C40	7	6.2358	-1.0671	0.01984	-0.08016
C5	C36	8	-3.0006	-0.59716	2e-05	-0.11912
ARGUINEGUIN	LOMO_MASPA	9	-12.918	-4.601	0.02422	-5.8442
C5	CEMENTOS_E	10	3.0006	0.59716	0.00058	-0.01284
TIRAJANA_66	ALDEA_BLAN	11	19.9141	0.15574	0.01798	-3.1557
C6	C35	12	5.0399	2.1629	0.00681	-0.10155
TIRAJANA_66	C1	13	20.5802	-0.56133	0.01884	-3.1065
CINSA	C28	14	-5.025	-2.524	0.0001	-0.14462
TIRAJANA_66	C8	15	13.2648	0.68796	0.00935	-3.6618
CARRIZAL	C8	16	-13.2116	-4.326	0.04381	0.02372
JINAMAR_66	C33	17	14.713	1.272	0.00987	0.01169
JINAMAR_66	C20	18	14.4123	1.1552	0.00946	0.00979
C9	C18	19	-7.0141	0.2975	0.00497	-0.05268
TELDE	C34	20	3.4712	-1.0459	0.00094	-0.03565
CINSA	C23	21	-7.005	0.08398	0.00015	-0.14442
C34	CARRIZAL	22	3.4703	-1.0103	0.00193	-0.07422
BCO_SECO	JINAMAR_66	23	-20.526	-2.4194	0.06164	0.12971
TIRAJANA_66	MATORRAL	24	10.4282	-0.09324	0.00046	-0.30596
JINAMAR_66	SAN_MATEO	25	11.6851	2.9163	0.05997	-0.02165
JINAMAR_66	SAN_MATEO	26	11.6851	2.9163	0.05997	-0.02165
SAN_MATEO	GUIA	27	12.0402	3.5959	0.07046	0.0051
GUIA	C12	28	-3.8903	0.37079	0.00788	-0.09617
C12	ARUCAS	29	-3.8982	0.46696	0.00012	-0.32773
JINAMAR_220	TIRAJANA_2	30	-34.8822	-4.4861	0.04908	-4.5825
C14	C13	31	-21.4058	-2.4233	0.24183	0.27319
C14	C15	32	21.4058	2.4233	0.00377	-0.34318
C15	ARUCAS	33	21.402	2.7665	0.00374	0.01116
C13	BCO_SECO	34	-21.6477	-2.6965	0.00336	-0.5248
JINAMAR_66	BCO_SECO	35	26.3838	5.215	0.0605	0.2099
JINAMAR_66	C16	36	19.4165	3.906	0.03282	0.08414
BCO_SECO	LOMO_APOLI	37	7.4283	1.6428	0.00284	-0.02461
C16	LOMO_APOLI	38	19.3837	3.8218	0.01912	0.04923
JINAMAR_66	LA_PATERNA	39	13.8095	-0.62755	0.03926	0.03331
JINAMAR_66	LA_PATERNA	40	13.8095	-0.62755	0.03926	0.03331
C19	LA_PATERNA	41	-15.3617	-1.9628	0.01232	-2.3826

```
C17          LA_PATERNA  42          -15.3617    -1.9628      0.01232    -2.3826
GUANARTEME   C19         43          -15.3596    -2.2495      0.00207    -0.28674
GUANARTEME   C17         44          -15.3596    -2.2495      0.00207    -0.28674
TIRAJANA_66  C32         45           20.5794    -1.3002      0.0223     -3.6846
JINAMAR_66   C21         46           16.7754    -0.03144     0.00699     0.012
C22          C21         47          -16.7616    -1.0684      0.00679    -1.1119
LA_PATERNA   C22         48          -16.744     -1.0046      0.01762     0.06383
C24          LA_PATERNA  49          -15.1351    -1.7707      0.00507    -1.0072
C25          C24         50          -15.1295    -1.7638      0.00564     0.00693
BUENAVISTA   C25         51          -15.1282    -2.1811      0.00128    -0.41727
JINAMAR_66   C26         52           16.7754    -0.03144     0.00699     0.012
C27          C26         53          -16.7616    -1.0684      0.00679    -1.1119
C27          LA_PATERNA  54           16.7616     1.0684      0.01762     0.06383
C29          LA_PATERNA  55          -15.1351    -1.7707      0.00507    -1.0072
C32          C2          56           20.5571     2.3844      0.15483     0.32347
C30          C29         57          -15.1295    -1.7638      0.00564     0.00693
BUENAVISTA   C30         58          -15.1282    -2.1811      0.00128    -0.41727
MUELLE_GRAN  GUANARTEME  59          -8.2961     -1.4731      0.00313    -1.5241
MUELLE_GRAN  BUENAVISTA  60          -6.4639     -1.5269      0.00247    -1.9948
ALDEA_BLANC  C6          61           5.0401      1.6689      0.0002     -0.49401
C20          MARZAGAN    62           14.4028     1.1454      0.00301     0.00314
C18          MARZAGAN    63          -7.0191      0.35018     0.00071    -0.00757
C28          C7          64          -5.0251     -2.3794      0.00343    -0.04904
C23          C10         65          -7.0051      0.2284      0.00548    -0.04208
TELDE        C33         66          -14.6812    -1.2341      0.02191     0.02624
C2           LOMO_MASPA  67           20.4023     2.061       0.00029    -0.04638
C9           C10         68           7.0141     -0.2975      0.00352    -0.02702
C7           C35         69          -5.0286     -2.3303      0.00453    -0.06586
ARGUINEGUIN  C36         70           3.0012      0.46401     0.00063    -0.01403
C37          SAN_AGUSTI  71          -3.7269      1.1482      0.00058    -0.0185
C38          SAN_AGUSTI  72           20.4236     2.2572      0.01614     0.03396
C31          C42         73           20.3597     1.9621      0.13429     0.2762
C40          C39         74           6.216      -0.98697     8e-05      -0.11906
ARGUINEGUIN  C39         75          -6.2132      0.857       0.00268    -0.01091
C41          C4          76           6.2359     -1.1868      8e-05      -0.11962
C31          ALDEA_BLAN  77          -20.3597    -1.9621      0.00026    -0.0431
TIRAJANA_66  MATORRAL    78           10.1344    -0.09943     0.00045    -0.31498
C42          LOMO_MASPA  79           20.2254     1.6859      0.02473     0.05122
TIRAJANA_22  TIRAJANA_2  80           31.6504     0.23701     3e-05      -0.49766
JN_F2        JINAMAR_66  81           14          2.4204      0.01761     0.5098
JN_F3        JINAMAR_66  82           14          2.4204      0.01761     0.5098
JN_F4        JINAMAR_66  83           27          3.6663      0.04318     1.25
JN_F5        JINAMAR_66  84           27          3.6663      0.04318     1.25
JN_D4        JINAMAR_66  85           14.25       2.118       0.02608     0.68472
JN_D5        JINAMAR_66  86           14.25       2.118       0.02608     0.68472
TJ_F2        TIRAJANA_2  87           29.9        1.4573      0.02956     1.0559
TJ_F1        TIRAJANA_2  88           29.9047     1.4573      0.02957     1.0562
TJ_F3_CC1    TIRAJANA_2  89           36.86       1.6625      0.0401      1.4322
TJ_TG3_CC1   TIRAJANA_2  90           34.17       1.5545      0.03676     1.3129
TJ_TG4_CC1   TIRAJANA_2  91           34.17       1.5545      0.03676     1.3129
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2  92          -31.6367     0.40337     0.02278     1.1391
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2  93          -31.6276     0.40377     0.02277     1.1384
JINAMAR_66   JINAMAR_22  94          -23.2423    -2.3638      0.01254     0.62694
JINAMAR_66   JINAMAR_22  95          -23.2423    -2.3638      0.01254     0.62694
TIRAJANA_66  TIRAJANA_2  96          -31.6367     0.40337     0.02278     1.1391
JINAMAR_66   JINAMAR_22  97          -23.2423    -2.3638      0.01254     0.62694

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]               275.5047
REACTIVE POWER [MVar]         24.0954

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]               273.4
REACTIVE POWER [MVar]         55.53

TOTAL LOSSES
```

```
REAL POWER [MW]                2.1047
REACTIVE POWER [MVar]        -31.4346
```

E.3 Escenario 2010.3

Tenerife 2010 - Demanda punta - Eólica 50 % - Solar 70 %

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [kV]	phase [rad]	P gen [MW]	Q gen [MVar]	P load [MW]	Q load [MVar]
ARC_1	20.5757	-0.12674	11.83	0	0	0
ARC_2	20.407	-0.13695	0	0	0	0
ARICO	67.8461	-0.1623	0	0	3.73	0.76
ARICO_ECYR	67.8461	-0.16226	0	0	0	0
ARONA	65.5881	-0.23494	0	0	49.76	10.1
BUENOS_AIR	66.7399	-0.2605	0	0	69.66	14.15
C1	65.2974	-0.24962	0	0	0	0
C10	66.5734	-0.26394	0	0	0	0
C11	68.1091	-0.19661	0	0	0	0
C12	67.8462	-0.16244	0	0	0	0
C13	68.1598	-0.16596	0	0	0	0
C14	67.8465	-0.16228	0	0	0	0
C16	66.308	-0.27276	0	0	0	0
C17	66.4613	-0.2674	0	0	0	0
C18	65.4131	-0.28442	0	0	0	0
C19	65.5615	-0.2822	0	0	0	0
C2	65.7122	-0.24373	0	0	0	0
C3	68.169	-0.16158	0	0	0	0
C4	67.8726	-0.16111	0	0	0	0
C5	68.1694	-0.16162	0	0	0	0
C6	66.3058	-0.27244	0	0	0	0
C7	66.286	-0.27314	0	0	0	0
C8	66.5875	-0.26331	0	0	0	0
C9	66.5362	-0.26499	0	0	0	0
CANDELARIA	228.1411	-0.12148	0	0	0	0
CANDELARIA	68.1005	-0.2048	0	0	3.11	0.63
CD_F1	14.214	-0.15946	19.6	19.8417	0	0
CD_F2	14.214	-0.15946	19.6	19.8417	0	0
CD_F3	14.214	-0.15946	19.6	19.8417	0	0
CD_F4	14.214	-0.15946	19.6	19.8417	0	0
CD_TG1	11.8125	-0.1738	14	7.5362	0	0
CD_TG2	11.8125	-0.1738	14	7.5362	0	0
CHAYOFA	65.2869	-0.24995	0	0	67.8	13.77
COTESA	66.7457	-0.26038	0	0	0	0
CO_TG1	11.55	-0.18249	38.2	18.6153	0	0
CUESTA_DE_	65.6068	-0.27385	0	0	71.53	14.52
DIQUE_DEL_	66.4176	-0.2708	0	0	29.23	5.94
GENETO	66.6442	-0.25802	0	0	42.3	8.59
GI_1	18.8991	-0.30176	0	0	0	0
GRANADILLA	229.9765	-0.08188	0	0	0	0
GRANADILLA	67.9795	-0.15596	0	0	0	0
GR_D1	11.978	-0.09126	20.51	8.9593	0	0
GR_D2	11.978	-0.09126	20.51	8.9593	0	0
GR_F1	11.13	0	72.8731	13.3543	0	0
GR_F2	11.13	0.00154	74.24	13.4291	0	0
GR_F3_CC1	12.19	-0.00758	74.1	14.5797	0	0
GR_TG1	11.55	-0.12813	14	9.2556	0	0
GR_TG2	11.55	-0.11599	21	9.7329	0	0
GR_TG3_CC1	12.19	-0.00841	68.7	13.6332	0	0
GR_TG4_CC1	12.19	-0.00841	68.7	13.6332	0	0
GUAJARA	66.596	-0.2627	0	0	36.7	7.45
GUIA_DE_IS	62.443	-0.30487	0	0	36.08	7.33
ICOD	61.7811	-0.31594	0	0	25.5	5.18

LOS_OLIVOS	65.0935	-0.26239	0	0	32.34	6.57
MANUEL_CRU	66.2825	-0.27319	0	0	33.59	6.82
PE_AR	20.3983	-0.13533	7.5075	-3.4205	0	0
PE_GR_II	20.4912	-0.12257	2.75	0	0	0
PE_GR_III	20.4867	-0.12265	2.184	-0.99504	0	0
PE_GR_I_A	20.4887	-0.12301	0.5005	-0.22803	0	0
PE_GR_I_B	20.4898	-0.12297	0.765	0	0	0
PE_LL	20.4091	-0.13636	2.975	0	0	0
PE_TN	18.8981	-0.30156	0.819	-0.37314	0	0
PG_1	20.4892	-0.12312	0	0	0	0
PG_2	20.6139	-0.11313	18.2	0	0	0
POLIGONO_D	67.9719	-0.15601	0	0	29.23	5.94
POLIGONO_D	67.6394	-0.20728	0	0	31.1	6.32
SAN_TELMO	66.6049	-0.26549	0	0	21.77	4.42
TACORONTE	65.3744	-0.28666	0	0	38.56	7.83
TAGORO	68.1693	-0.16159	0	0	0	0
TAG_1	20.6736	-0.12641	11.83	0	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
CUESTA_DE_L	C18	1	12.1315	-0.18615	0.03779	0.00174
C14	ARICO	2	4.5674	0.21192	2e-05	-0.10067
GENETO	CANDELARIA	3	-62.2324	-5.3856	0.98052	3.3645
ICOD	CUESTA_DE_	4	-20.6663	-4.8405	1.0497	0.93781
GUIA_DE_ISO	ICOD	5	4.8827	0.16368	0.04897	-0.1758
C19	GENETO	6	-26.5136	-8.1386	0.23179	0.63191
LOS_OLIVOS	GUIA_DE_IS	7	41.4654	9.8162	1.3216	1.9636
C12	ARICO	8	-23.118	4.4252	0.0006	-0.0976
CHAYOFA	LOS_OLIVOS	9	30.2438	-2.2845	0.08587	-5.1534
C2	LOS_OLIVOS	10	43.8572	8.2992	0.20977	-5.2181
C2	GRANADILLA	11	-43.8572	-8.2992	0.59802	3.9527
CHAYOFA	C1	12	-46.7334	-10.5794	0.00395	-0.08445
C4	C14	13	4.5689	0.17855	0.00152	-0.03337
C1	GRANADILLA	14	-46.7373	-10.4949	0.69743	4.657
ARONA	GRANADILLA	15	-50.6444	-5.8159	1.2162	4.1057
CHAYOFA	ARONA	16	-25.6552	-0.45304	0.10918	0.31288
ARONA	GRANADILLA	17	-50.6444	-5.8159	1.2162	4.1057
C19	TACORONTE	18	26.5136	8.1386	0.03968	0.11747
C18	TACORONTE	19	12.0937	-0.18789	0.00758	0.00321
CUESTA_DE_L	CANDELARIA	20	-52.6888	-10.0561	1.159	3.9327
GENETO	CANDELARIA	21	-62.2324	-5.3856	0.98052	3.3645
C6	MANUEL_CRU	22	31.0486	4.9793	0.00708	-0.28942
GUAJARA	C8	23	7.9423	-0.70624	0.0011	-1.1069
C5	C13	24	15.7866	-3.8706	0.01909	0.02882
GUAJARA	GENETO	25	-27.6741	3.3991	0.03569	0.10443
C13	C11	26	15.7675	-3.8994	0.13433	0.2018
ARICO_ECYR	ARICO	27	22.2814	-4.1065	0.00019	-0.03104
C5	TAGORO	28	-15.7866	3.8706	8e-05	-0.02948
CANDELARIA_	BUENOS_AIR	29	49.3572	10.5454	0.48139	2.7633
GRANADILLA_	CANDELARIA	30	112.2086	5.5624	0.63453	-2.0725
CANDELARIA_	BUENOS_AIR	31	49.3572	10.5454	0.48139	2.7633
BUENOS_AIRE	COTESA	32	-38.0741	-15.0591	0.00138	-0.04712
BUENOS_AIRE	SAN_TELMO	33	45.7219	6.7359	0.05539	-1.4181
C7	C16	34	-2.5485	-1.2371	0.00038	-0.02183
GRANADILLA_	CANDELARIA	35	112.2086	5.5624	0.63453	-2.0725
DIQUE_DEL_E	C10	36	-7.9242	-0.47225	0.01556	-0.06551
GUAJARA	C9	37	31.1358	4.1586	0.01723	-1.0353
SAN_TELMO	DIQUE_DEL_	38	23.8965	3.734	0.03985	-2.8356
CANDELARIA_	POLIGONO_D	39	8.295	11.5129	0.02771	0.02525
C4	GRANADILLA	40	-4.5689	-0.17855	0.00666	-0.1462
C17	C9	41	-31.0959	-5.1245	0.02263	0.06943
C10	C8	42	-7.9397	-0.40675	0.00144	-0.00608
C7	MANUEL_CRU	43	2.5485	1.2371	6e-05	-0.31422
C3	GRANADILLA	44	-3.9733	3.5142	0.00908	-0.1383
DIQUE_DEL_E	C16	45	2.5508	1.1018	0.00194	-0.11352
GUAJARA	GENETO	46	-27.6741	3.3991	0.03569	0.10443
C3	TAGORO	47	3.9733	-3.5142	1e-05	-0.02988

```
PE_GR_I_B    PG_1         48          0.765       0           2e-05       -0.02033
PE_GR_II     PG_1         49          2.75        0           0.00025     -0.01894
PE_GR_III    PG_1         50          2.184      -0.99504     0.00019     -0.0193
PE_LL        ARC_2        51          2.975       0           0.0003      -0.01851
PE_GR_I_A    PG_1         52          0.5005     -0.22803     1e-05       -0.02038
C12          POLIGONO_D   53          23.118     -4.4252      0.28525      0.74239
PE_AR        ARC_2        54          7.5075     -3.4205      0.00231     -0.00667
POLIGONO_DE  GRANADILLA   55         -2.4353     -4.037       9e-05       -0.35975
POLIGONO_DE  GRANADILLA   56         -2.4353     -4.037       9e-05       -0.35975
C6           C17          57         -31.0486    -4.9793      0.04731      0.14521
GUAJARA      BUENOS_AIR   58         -10.215     -8.8503      0.00696     -3.9816
PE_TN        GI_1         59          0.819      -0.37314     3e-05       -0.0172
GUAJARA      BUENOS_AIR   60         -10.215     -8.8503      0.00696     -3.9816
CHAYOFA      ARONA        61         -25.6552    -0.45304     0.10918      0.31288
CANDELARIA_  C11          62         -15.5974     4.1546      0.03575      0.05336
CUESTA_DE_L  CANDELARIA   63         -52.6888    -10.0561     1.159        3.9327
ARICO_ECYR   ARC_1        64         -11.8132     0.41977     0.01679      0.41977
GUIA_DE_ISO  GI_1         65         -0.81886     0.35891     0.00011      0.00298
POLIGONO_DE  PG_2         66         -18.1688     0.77951     0.03118      0.77951
TAGORO       TAG_1        67         -11.8134     0.4158      0.01663      0.4158
ARICO_ECYR   ARC_2        68         -10.4682     3.6867      0.01166      0.29141
POLIGONO_DE  PG_1         69         -6.1906      1.3545      0.00841      0.21034
CANDELARIA_  CD_F1        70         -19.5386    -18.0633     0.06143      1.7784
CANDELARIA_  CD_F2        71         -19.5386    -18.0633     0.06143      1.7784
CANDELARIA_  CD_F3        72         -19.5386    -18.0633     0.06143      1.7784
CANDELARIA_  CD_F4        73         -19.5386    -18.0633     0.06143      1.7784
CANDELARIA_  CD_TG1       74         -13.9806    -6.9757      0.01936      0.56049
CANDELARIA_  CD_TG2       75         -13.9806    -6.9757      0.01936      0.56049
COTESA       CO_TG1       76         -38.0755    -15.012      0.12448      3.6034
GRANADILLA_  GR_D1        77         -20.4506    -7.3989      0.05944      1.5604
GRANADILLA_  GR_D2        78         -20.4506    -7.3989      0.05944      1.5604
GRANADILLA_  GR_F1        79         -72.7021    -7.248       0.17098      6.1063
GRANADILLA_  GR_F2        80         -74.0627    -7.0969      0.1773       6.3322
GRANADILLA_  GR_F3_CC1    81         -73.9414    -8.9146      0.15862      5.6652
GRANADILLA_  GR_TG1       82         -13.9806    -8.6935      0.01942      0.56205
GRANADILLA_  GR_TG2       83         -20.9649    -8.7167      0.0351       1.0162
GRANADILLA_  GR_TG3_CC1   84         -68.5545    -8.4357      0.14553      5.1975
GRANADILLA_  GR_TG4_CC1   85         -68.5545    -8.4357      0.14553      5.1975
CANDELARIA_  CANDELARIA   86          74.3827     5.09        0.20676      6.2029
GRANADILLA_  GRANADILLA   87          66.699      14.503      0.10233      5.1164
GRANADILLA_  GRANADILLA   88          66.699      14.503      0.10233      5.1164
CANDELARIA_  CANDELARIA   89          74.3827     5.09        0.20676      6.2029
CANDELARIA_  CANDELARIA   90          74.3827     5.09        0.20676      6.2029

           Maximum apparent power limit violation on line 3 [S = 62.465 > S_max = 62]
           Maximum apparent power limit violation on line 7 [S = 42.6114 > S_max = 36]
           Maximum apparent power limit violation on line 21 [S = 62.465 > S_max = 62]

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]               638.5941
REACTIVE POWER [MVar]         213.5744

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]               621.99
REACTIVE POWER [MVar]         126.32

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]               16.6041
REACTIVE POWER [MVar]         87.2544
```

Tenerife 2010 - Demanda valle - Eólica 50 % - Solar 0 %

```
POWER FLOW RESULTS

Bus          V           phase       P gen       Q gen       P load      Q load
```

	[kV]	[rad]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
ARC_1	20.4833	-0.0609	0	0	0	0
ARC_2	20.3302	-0.0354	0	0	0	0
ARICO	67.5952	-0.06092	0	0	1.6039	0.3268
ARICO_ECYR	67.5949	-0.0609	0	0	0	0
ARONA	66.8596	-0.09781	0	0	21.3968	4.343
BUENOS_AIR	67.5755	-0.0895	0	0	29.9538	6.0845
C1	66.8057	-0.10377	0	0	0	0
C10	67.5183	-0.09208	0	0	0	0
C11	67.9312	-0.07089	0	0	0	0
C12	67.5959	-0.06096	0	0	0	0
C13	67.7602	-0.06736	0	0	0	0
C14	67.5953	-0.06094	0	0	0	0
C16	67.4167	-0.09562	0	0	0	0
C17	67.4738	-0.09357	0	0	0	0
C18	66.984	-0.10374	0	0	0	0
C19	67.0532	-0.10223	0	0	0	0
C2	67.0579	-0.1012	0	0	0	0
C3	67.7329	-0.06684	0	0	0	0
C4	67.5982	-0.06161	0	0	0	0
C5	67.7333	-0.06684	0	0	0	0
C6	67.4138	-0.0956	0	0	0	0
C7	67.4064	-0.09586	0	0	0	0
C8	67.5228	-0.09187	0	0	0	0
C9	67.5025	-0.0926	0	0	0	0
CANDELARIA	226.4896	-0.04473	0	0	0	0
CANDELARIA	67.9714	-0.07181	0	0	1.3373	0.2709
CD_F1	13.8	-0.03784	14	7.6543	0	0
CD_F2	13.8	-0.03784	14	7.6543	0	0
CD_F3	13.8	-0.03784	14	7.6543	0	0
CD_F4	13.8	-0.03784	14	7.6543	0	0
CHAYOFA	66.8022	-0.10391	0	0	29.154	5.9211
COTESA	67.5776	-0.08936	0	0	0	0
CO_TG1	11.33	-0.00981	38.2	3.0508	0	0
CUESTA_DE_	67.0428	-0.10078	0	0	30.7579	6.2436
DIQUE_DEL_	67.4661	-0.09435	0	0	12.5689	2.5542
GENETO	67.5196	-0.09056	0	0	18.189	3.6937
GI_1	19.9033	-0.1201	0	0	0	0
GRANADILLA	226.566	-0.03142	0	0	0	0
GRANADILLA	67.6031	-0.06454	0	0	0	0
GR_D1	11.639	-0.01826	14	1.47	0	0
GR_D2	11.639	-0.01826	14	1.47	0	0
GR_F1	10.815	0	26.6521	-0.20008	0	0
GR_F2	10.815	0.00159	28	-0.19439	0	0
GR_F3_CC1	11.845	-0.00353	26.5	-0.22986	0	0
GR_TG3_CC1	11.845	-0.0038	24.6	-0.21543	0	0
GR_TG4_CC1	11.845	-0.0038	24.6	-0.21543	0	0
GUAJARA	67.5234	-0.09166	0	0	15.781	3.2035
GUIA_DE_IS	65.7525	-0.1229	0	0	15.5144	3.1519
ICOD	65.5043	-0.1227	0	0	10.965	2.2274
LOS_OLIVOS	66.8116	-0.10865	0	0	13.9062	2.8251
MANUEL_CRU	67.4046	-0.0959	0	0	14.4437	2.9326
PE_AR	20.3215	-0.03378	7.5075	-3.4205	0	0
PE_GR_II	20.4404	-0.04915	2.75	0	0	0
PE_GR_III	20.4359	-0.04923	2.184	-0.99504	0	0
PE_GR_I_A	20.4379	-0.04959	0.5005	-0.22803	0	0
PE_GR_I_B	20.439	-0.04955	0.765	0	0	0
PE_LL	20.3324	-0.03481	2.975	0	0	0
PE_TN	19.9024	-0.11991	0.819	-0.37314	0	0
PG_1	20.4384	-0.0497	0	0	0	0
PG_2	20.4846	-0.06462	0	0	0	0
POLIGONO_D	67.5991	-0.06462	0	0	12.5689	2.5542
POLIGONO_D	67.7245	-0.07445	0	0	13.373	2.7176
SAN_TELMO	67.5346	-0.09178	0	0	9.3611	1.9006
TACORONTE	66.9714	-0.10436	0	0	16.5808	3.3669
TAGORO	67.7331	-0.06684	0	0	0	0
TAG_1	20.5252	-0.06684	0	0	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [MW]	Q Flow [MVar]	P Loss [MW]	Q Loss [MVar]
CUESTA_DE_L	C18	1	3.5665	-0.0607	0.00313	-0.12107
C14	ARICO	2	-2.3543	0.84171	1e-05	-0.10001
GENETO	CANDELARIA	3	-22.0011	-1.3558	0.11893	0.29502
ICOD	CUESTA_DE_	4	-10.1423	-1.046	0.21547	-0.04689
GUIA_DE_ISO	ICOD	5	0.82599	0.92588	0.00332	-0.25551
C19	GENETO	6	-13.027	-3.2906	0.05194	0.01952
LOS_OLIVOS	GUIA_DE_IS	7	15.7068	4.5814	0.18528	0.14692
C12	ARICO	8	-6.5098	2.943	6e-05	-0.09975
CHAYOFA	LOS_OLIVOS	9	11.3897	-5.8312	0.0124	-5.7533
C2	LOS_OLIVOS	10	18.2704	1.2075	0.03468	-6.2769
C2	GRANADILLA	11	-18.2704	-1.2075	0.09665	0.40553
CHAYOFA	C1	12	-19.6924	-2.8842	0.00065	-0.1037
C4	C14	13	-2.3538	0.80484	0.00046	-0.03687
C1	GRANADILLA	14	-19.6931	-2.7805	0.11478	0.53472
ARONA	GRANADILLA	15	-21.1416	-0.75767	0.20159	0.4895
CHAYOFA	ARONA	16	-10.4256	1.3971	0.01754	-0.01671
ARONA	GRANADILLA	17	-21.1416	-0.75767	0.20159	0.4895
C19	TACORONTE	18	13.027	3.2906	0.0089	0.00674
C18	TACORONTE	19	3.5634	0.06036	0.00063	-0.02271
CUESTA_DE_L	CANDELARIA	20	-22.3411	-3.591	0.19737	0.50452
GENETO	CANDELARIA	21	-22.0011	-1.3558	0.11893	0.29502
C6	MANUEL_CRU	22	12.8375	1.7953	0.00117	-0.32106
GUAJARA	C8	23	2.7001	-1.064	0.00013	-1.1425
C5	C13	24	1.4283	-1.9418	0.00042	-0.03717
GUAJARA	GENETO	25	-6.3651	2.13	0.00201	-0.01611
C13	C11	26	1.4279	-1.9046	0.00267	-0.26471
ARICO_ECYR	ARICO	27	10.4681	-3.6893	5e-05	-0.0316
C5	TAGORO	28	-1.4283	1.9418	0	-0.02954
CANDELARIA_	BUENOS_AIR	29	15.7134	2.5273	0.0481	0.13214
GRANADILLA_	CANDELARIA	30	35.9206	-7.1226	0.06737	-5.9366
CANDELARIA_	BUENOS_AIR	31	15.7134	2.5273	0.0481	0.13214
BUENOS_AIRE	COTESA	32	-38.0936	-0.05483	0.00117	-0.0494
BUENOS_AIRE	SAN_TELMO	33	20.8597	-0.10002	0.01096	-1.6572
C7	C16	34	-1.6074	-0.49112	0.00013	-0.02351
GRANADILLA_	CANDELARIA	35	35.9206	-7.1226	0.06737	-5.9366
DIQUE_DEL_E	C10	36	-2.6981	-0.20777	0.00175	-0.11834
GUAJARA	C9	37	12.8518	0.67044	0.00282	-1.1303
SAN_TELMO	DIQUE_DEL_	38	11.4876	-0.34342	0.00864	-3.0354
CANDELARIA_	POLIGONO_D	39	6.9	5.4456	0.01069	-0.03534
C4	GRANADILLA	40	2.3538	-0.80484	0.00195	-0.16134
C17	C9	41	-12.8453	-1.799	0.00372	0.00174
C10	C8	42	-2.6999	-0.08942	0.00016	-0.01094
C7	MANUEL_CRU	43	1.6074	0.49112	2e-05	-0.32508
C3	GRANADILLA	44	-1.4283	2.0009	0.00204	-0.16133
DIQUE_DEL_E	C16	45	1.6082	0.34557	0.00066	-0.12204
GUAJARA	GENETO	46	-6.3651	2.13	0.00201	-0.01611
C3	TAGORO	47	1.4283	-2.0009	0	-0.02954
PE_GR_I_B	PG_1	48	0.765	0	2e-05	-0.02023
PE_GR_II	PG_1	49	2.75	0	0.00026	-0.01884
PE_GR_III	PG_1	50	2.184	-0.99504	0.00019	-0.01919
PE_LL	ARC_2	51	2.975	0	0.0003	-0.01835
PE_GR_I_A	PG_1	52	0.5005	-0.22803	1e-05	-0.02028
C12	POLIGONO_D	53	6.5098	-2.943	0.02612	-0.1797
PE_AR	ARC_2	54	7.5075	-3.4205	0.00233	-0.00641
POLIGONO_DE	GRANADILLA	55	-3.1868	-1.8969	6e-05	-0.35599
POLIGONO_DE	GRANADILLA	56	-3.1868	-1.8969	6e-05	-0.35599
C6	C17	57	-12.8375	-1.7953	0.00778	0.00369
GUAJARA	BUENOS_AIR	58	-9.3014	-3.5349	0.00397	-4.1046
PE_TN	GI_1	59	0.819	-0.37314	3e-05	-0.01912
GUAJARA	BUENOS_AIR	60	-9.3014	-3.5349	0.00397	-4.1046
CHAYOFA	ARONA	61	-10.4256	1.3971	0.01754	-0.01671
CANDELARIA_	C11	62	-1.4246	1.5686	0.00063	-0.07136
CUESTA_DE_L	CANDELARIA	63	-22.3411	-3.591	0.19737	0.50452
ARICO_ECYR	ARC_1	64	0	0	0	0
GUIA_DE_ISO	GI_1	65	-0.81887	0.3567	0.0001	0.00268
POLIGONO_DE	PG_2	66	0	0	0	0

```
TAGORO       TAG_1       67          0           0           0           0
ARICO_ECYR   ARC_2       68         -10.4681     3.6893      0.01174     0.29362
POLIGONO_DE  PG_1        69         -6.1952      1.2397      0.00381     0.09513
CANDELARIA_  CD_F1       70         -13.9787    -7.0368      0.02133     0.6175
CANDELARIA_  CD_F2       71         -13.9787    -7.0368      0.02133     0.6175
CANDELARIA_  CD_F3       72         -13.9787    -7.0368      0.02133     0.6175
CANDELARIA_  CD_F4       73         -13.9787    -7.0368      0.02133     0.6175
COTESA       CO_TG1      74         -38.0948    -0.00543     0.1052      3.0453
GRANADILLA_  GR_D1       75         -13.9751    -0.8162      0.0249      0.65375
GRANADILLA_  GR_D2       76         -13.9751    -0.8162      0.0249      0.65375
GRANADILLA_  GR_F1       77         -26.6287     1.0371      0.02344     0.837
GRANADILLA_  GR_F2       78         -27.9741     1.1182      0.02587     0.92379
GRANADILLA_  GR_F3_CC1   79         -26.4793     0.96868     0.02069     0.73883
GRANADILLA_  GR_TG3_CC1  80         -24.581      0.89456     0.01902     0.67913
GRANADILLA_  GR_TG4_CC1  81         -24.581      0.89456     0.01902     0.67913
CANDELARIA_  CANDELARIA  82          23.9022    -0.79072     0.02159     0.64756
GRANADILLA_  GRANADILLA  83          29.2014     4.6661      0.01979     0.98945
GRANADILLA_  GRANADILLA  84          29.2014     4.6661      0.01979     0.98945
CANDELARIA_  CANDELARIA  85          23.9022    -0.79072     0.02159     0.64756
CANDELARIA_  CANDELARIA  86          23.9022    -0.79072     0.02159     0.64756

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [MW]               270.0531
REACTIVE POWER [MVar]         30.5361

TOTAL LOAD

REAL POWER [MW]               267.4557
REACTIVE POWER [MVar]         54.3176

TOTAL LOSSES

REAL POWER [MW]               2.5974
REACTIVE POWER [MVar]        -23.7815
```

Apéndice F

DVD adjunto

Parte V

Planos