

Proyecto Energymare

"Análisis de los sistemas de evacuación y transporte de la energía del mar en la zona experimental gallega"



ACTIVITY 6: ANALYSIS OF THE EVACUATION AND TRANSPORT SYSTEMS OF MARINE ENERGY
Action 2: Design of electrical networks to transport the marine energy produced

Peticionario: Rosa Núñez Pardo de Vera
Instituto Enerxético de Galicia (Inega)
rosa.nunez.pardo.vera@xunta.es

Contacto en.e: Camilo José Carrillo González
carrillo@uvigo.es
647 343 244

Vigo, 21 de diciembre de 2015

Contenido

0.	Resumen	7
1.	Objeto.....	14
2.	Introducción.....	15
3.	Localización de la Plataforma Experimental	16
3.1.	El área marina de la Plataforma Experimental	17
3.2.	Polígono de explotación reservado para cada zona de generación.....	18
4.	El recurso energético en la Plataforma Experimental.....	20
4.1.	Análisis de potencial de energía de las olas	20
4.2.	Análisis de generación para distintas tecnologías WECs.....	24
4.3.	Potencia generada por los WECs con el recurso existente en la Plataforma Experimental.....	28
4.4.	Energía generada y horas equivalentes por los WECs con el recurso existente en la Plataforma Experimental	31
4.5.	Análisis del recurso eólico	31
5.	Infraestructura eléctrica existente en el entorno de la Plataforma Experimental de Generación Marina.....	34
5.1.	Subestación de Sabón	35
5.2.	Capacidad de conexión de generación en la subestación de Sabón	36
5.3.	Red de 66kV en el entorno del Puerto Exterior.....	36
6.	Análisis preliminar de las alternativas de configuración de la red de evacuación de energía 38	
6.1.	Ubicación de la subestación de la Plataforma Experimental	38
6.2.	Conexión de la subestación de la Plataforma Experimental con la Red de Distribución	39
6.3.	Configuración de la Subestación de la Plataforma Experimental	43
6.4.	Infraestructura eléctrica del Parque Experimental hasta los generadores	47
6.5.	Trazado de los circuitos desde el Parque Experimental hasta los generadores.....	47
6.6.	Paso del cable terrestre subterráneo a submarino	48
6.7.	Tendido del cable en el lecho marino	49
6.8.	Topología de los circuitos submarinos de conexión con los generadores	51
6.9.	Nivel de tensión de los circuitos submarinos.....	53
6.10.	Las tensiones empleadas en otras plataformas experimentales	54
6.11.	Tipo de cables de los circuitos submarinos	55
6.12.	La conexión de los prototipos en el mar	56
7.	Propuesta del número y disposición de los polígonos de explotación para los generadores57	
7.1.	Propuesta de polígonos que admitan generadores de baja tensión	58
8.	Topologías propuestas para la conexión entre la subestación y los polígonos de explotación 59	
9.	Selección de conductores	62
9.1.	Selección de los conductores de conexión a la red de distribución	62
9.2.	Selección de los conductores de los circuitos submarinos	62
10.	Propuesta de configuración de la subestación	66
10.1.	Configuración de la subestación.....	66
10.2.	El transformador AT/MT de la subestación	68
10.3.	Configuración radial con celdas de MT en subestación.....	68
10.4.	Configuración con centro de reparto.....	70
11.	Análisis en régimen estacionario del comportamiento eléctrico de la red eléctrica de evacuación de energía	73
11.1.	Análisis en régimen estacionario de conexión a la red de distribución.....	73
11.1.1.	Comportamiento del lazo Sabón-Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón antes de la conexión de la Plataforma Experimental.....	73
11.1.2.	Conexión de Plataforma Experimental en el lazo Sabón- Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón	73
11.1.3.	Conexión de Plataforma Experimental en T en el tramo Sabón-Ártabra.....	76
11.1.4.	La potencia de cortocircuito en la su subestación de la Plataforma Experimental	78
11.2.	Resultados del análisis en régimen permanente de los circuitos submarinos con configuración radial78	
11.2.1.	Caídas de tensión y pérdidas en los circuitos de la Plataforma Experimental.....	79
11.2.2.	Caídas de tensión y pérdidas en circuitos conectados en BT.....	84

11.2.3.	La potencia reactiva generada por los circuitos submarinos.....	87
11.3.	Resultados del análisis en régimen estacionario de los circuitos submarinos para configuración con centro de reparto	89
11.3.1.	Las caídas de tensión y las pérdidas en los circuitos submarinos	91
11.3.2.	La potencia reactiva generada por los circuitos submarinos.....	96
11.3.3.	Compensación de reactiva en la Plataforma Experimental	97
12.	Aspectos relativos a la calidad de onda	99
12.1.	Valores límites relativos a la calidad de onda.....	99
12.2.	Evaluación de las perturbaciones eléctricas más habituales en instalaciones offshore.....	101
12.2.1.	Evaluación del impacto de la puesta en tensión de los transformadores (Inrush).....	101
12.2.2.	Evaluación de las fluctuaciones de tensión o "flicker" provocado por los WECs.....	102
13.	Análisis de fiabilidad de la red de evacuación	105
14.	Estimación de costes de la instalación	111
14.1.	Coste de las líneas de conexión con la red de distribución	111
14.2.	Coste de la subestación de la Plataforma Experimental.....	111
14.3.	El coste de los circuitos submarinos.....	112
15.	Consideraciones relativas a la planificación de ejecución.....	117
16.	Principal normativa relativa a los aspectos técnicos de la conexión a la red eléctrica aplicable a las instalaciones y generadores conectados en la Plataforma Experimental	121
	Referencias.....	124

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1: Plano de la localización de la Plataforma Experimental.....	16
Ilustración 2: Naturaleza del fondo marino según el "Observatorio Oceanográfico da Marxe Ibérica (RAIA)" (izquierda) y el "Instituto Español de Oceanografía (IEO)" (derecha).....	17
Ilustración 3: Área Experimental y localización de la señalización marítima.....	18
Ilustración 4: Olas rompiendo en las proximidades de la costa.....	19
Ilustración 5: Potencia media y energía media anual en la costa del Puerto Exterior de A Coruña [2].....	20
Ilustración 6: Altura significativa, período y potencia media durante 3 años.....	20
Ilustración 7: Probabilidad anual de ocurrencia y potencia de las olas en función de la altura significativa y el período (GFS 27km).....	21
Ilustración 8: Ubicación de las boyas de Puertos del Estado (rojo) [4].....	22
Ilustración 9: Curvas de alturas significativas de punto Simar y Boya durante 1 año [4].....	23
Ilustración 10: rosas de altura significativa y de período de pico [4].....	23
Ilustración 11: ejemplo de valores Hs-t y T-t de olas en Punta Langosteira.....	28
Ilustración 12: Potencia generada por 7 WECs para olas registradas en Punta Langosteira (Plataforma Experimental).....	29
Ilustración 13: Ejemplo de un mes de valores Hs-t y T-t de olas entre 1 y 5m.....	29
Ilustración 14: Potencia generada por 7 WECs para olas entre 1 y 5m.....	30
Ilustración 15: Histograma de viento y rosas de frecuencia, velocidades medias y de densidad de energía.....	32
Ilustración 16: Velocidad media anual (m/s) y densidad de potencia (W/m ²) a 80 m [3].....	33
Ilustración 17: Producción anual de energía a 80m [3].....	33
Ilustración 18: Subestación y Central Térmica de Sabón (fuente: Google Maps).....	34
Ilustración 19: Esquema de la Red de Alta Tensión (U _≥ 66kV) en el entorno de la subestación de Sabón.....	34
Ilustración 20: Esquema unifilar del entorno de la subestación de Sabón.....	35
Ilustración 21: Esquema unifilar de la subestación de Sabón.....	35
Ilustración 22: Esquema de la Red de 66kV en el entorno del Puerto Exterior.....	37
Ilustración 23: Imágenes de los pasos aéreo/subterráneo de las líneas de 66kV en el entorno del Puerto Exterior.....	37
Ilustración 24: Ubicaciones posibles de la subestación del Parque Experimental y zona de Servidumbre de Protección de la zona de Dominio Público Marítimo Terrestre.....	39
Ilustración 25: Nueva línea Sabón/Plataforma Experimental.....	40
Ilustración 26: Lazo a Plataforma Experimental desde línea que cruza el Puerto Exterior.....	41
Ilustración 27: Conexión del Parque Experimental a la línea Sabón/Artabra (izquierda) o a Sabón/S.Pedro (ver derecha).....	41
Ilustración 28: Conexión en T a línea que cruza el Puerto Exterior desde la Plataforma Experimental.....	42
Ilustración 29: Conexión en T a línea Sabón-Ártabra con línea aérea desde la Plataforma Experimental.....	43
Ilustración 30: Esquema de subestación con barra simple.....	43
Ilustración 31: Esquema de subestación con 1 y con 2 posiciones de entrada.....	44
Ilustración 32: Ejemplo de subestación con 1 posición de entrada y una posición de transformación.....	44
Ilustración 33: Ejemplo de subestación de barra simple con 2 posiciones de alta y 1 transformador.....	44
Ilustración 34: Esquema de subestación de barra simple con 2 posiciones de entrada, 1 posición de primario de transformador y seccionador para transformador provisional o futuro.....	45
Ilustración 35: Esquema de la instalación eléctrica de la Plataforma Experimental.....	47
Ilustración 36: Posibles ubicaciones de los pasos terrestre/submarino de los cables.....	48
Ilustración 37: Ejemplos de paso terrestre/submarino de los cables [1].....	49
Ilustración 38: Equipos para enterrar cables en fondo arenoso [capjet trenching system Nexans & ???].....	49
Ilustración 39: Manta de protección de hormigón [Subsea Protection Systems & Pipeshield®].....	50
Ilustración 40: Ejemplos de topologías de los circuitos marinos.....	53
Ilustración 41: Ejemplos de conectores de cables marinos.....	56
Ilustración 42: Disposición de los 7 polígonos en la Plataforma Experimental.....	57
Ilustración 43: Jacket construido en Navantia-Fene (fuente: Navantia).....	58
Ilustración 44: Configuración con 7 circuitos submarinos desde la subestación.....	59
Ilustración 45: Configuración con 2 líneas principales hasta el jacket y 7 circuitos submarinos.....	59
Ilustración 46: Jacket con centro de reparto situado en el área marina.....	60
Ilustración 47: Centro de reparto situado en un jacket instalado en el mar.....	60
Ilustración 48: Corriente y potencia máxima de los conductores Nexans en función de la sección y la tensión nominal.....	64
Ilustración 49: Resistencia, Inductancia y Capacidad de los conductores Nexans en función de la sección y la tensión.....	64
Ilustración 50: Corriente de línea con diferentes cargas y corrientes máximas de conductores de diferente sección y nivel de tensión de aislamiento.....	65
Ilustración 51: Configuración de la subestación de la Plataforma Experimental.....	67
Ilustración 52: Subestación de barra simple con 2 posiciones de alta y 2 transformadores.....	67
Ilustración 53: Celdas de protección de MT.....	70
Ilustración 54: Celdas de MT en subestación (opción 1).....	71
Ilustración 55: Celdas de MT en subestación (opción 2).....	71
Ilustración 56: Celdas de MT en el centro de reparto situado en el jacket.....	72
Ilustración 57: Análisis a plena carga de la red de 66kV antes de instalar la Plataforma Experimental.....	73
Ilustración 58: Análisis a plena carga de la red de 66kV con la Plataforma desconectada.....	74
Ilustración 59: Análisis a límite de capacidad de la red de 66kV con la Plataforma desconectada.....	75
Ilustración 60: Análisis con consumos de Ilustración 59 con máxima generación en la Plataforma.....	76
Ilustración 61: Análisis a plena carga de la red de 66kV con configuración en T y la Plataforma desconectada.....	77
Ilustración 62: Análisis a plena carga de la red de 66kV con configuración en T y la Plataforma desconectada.....	78
Ilustración 63: Configuración con 7 circuitos submarinos desde la subestación.....	79
Ilustración 64: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 50mm ² (24kV).....	79
Ilustración 65: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 70mm ² (24kV).....	80
Ilustración 66: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	80

Ilustración 67: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	80
Ilustración 68: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	81
Ilustración 69: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 50mm ² (24kV).....	81
Ilustración 70: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 70mm ² (24kV).....	81
Ilustración 71: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	82
Ilustración 72: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	82
Ilustración 73: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	82
Ilustración 74: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	83
Ilustración 75: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	83
Ilustración 76: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	83
Ilustración 77: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 50mm ² (24kV).....	84
Ilustración 78: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 70mm ² (24kV).....	84
Ilustración 79: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	85
Ilustración 80: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	85
Ilustración 81: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	85
Ilustración 82: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 50mm ² (24kV).....	86
Ilustración 83: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 70mm ² (24kV).....	86
Ilustración 84: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	86
Ilustración 85: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	87
Ilustración 86: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	87
Ilustración 87: Potencia reactiva vs. potencia activa en barras de 66kV en función de la potencia activa total generada, con Q=0 en generadores y sin compensación en subestación, para diferentes conductores y configuración radial.....	89
Ilustración 88: Configuración con 2 líneas principales hasta el jacket y 7 circuitos submarinos desde él.....	90
Ilustración 89: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de las 7 conexiones con conductor de 95 mm ² (36kV).....	91
Ilustración 90: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de los 7 circuitos con conductor de 120 mm ² (36kV).....	91
Ilustración 91: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm ² (36kV).....	92
Ilustración 92: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de las líneas subestación/c.reparto 240mm ² (36kV).....	92
Ilustración 93: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 95 mm ² (36kV).....	92
Ilustración 94: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 120 mm ² (36kV).....	93
Ilustración 95: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm ² (36kV).....	93
Ilustración 96: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de la línea subestación/c.reparto 240mm ² (36kV).....	93
Ilustración 97: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 95 mm ² (36kV).....	94
Ilustración 98: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	94
Ilustración 99: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 150mm ² (36kV).....	94
Ilustración 100: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de la línea subestación/c.reparto 240mm ² (36kV).....	95
Ilustración 101: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 95mm ² (36kV).....	95
Ilustración 102: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 120mm ² (36kV).....	95
Ilustración 103: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm ² (36kV).....	96
Ilustración 104: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de la línea subestación/centro de reparto con diferentes conductores (36kV).....	96
Ilustración 105: Potencia reactiva vs. potencia activa en barras de 66kV en función de la potencia activa total generada, con Q=0 en generadores y sin compensación en subestación, para diferentes conductores y configuración con centro de reparto.....	97
Ilustración 106: Evolución del valor eficaz de la tensión y de la corriente de conexión del transformador.....	102
Ilustración 107: Franja de frecuencias de interés [19].....	103
Ilustración 108: Potencia entregada por el OWC CORES.....	104
Ilustración 109: Evolución de la potencia inyectada por la plataforma con equipos OWC.....	104
Ilustración 110: Evolución del valor eficaz de la tensión en baja tensión, media tensión y alta tensión.....	104
Ilustración 111: Histograma de altura de olas.....	105
Ilustración 112: Altura de ola significativa en Punta Langosteira durante 3 años.....	106
Ilustración 113: Tiempos máximos y medios de períodos con alturas menores y mayores a una dada.....	106
Ilustración 114: Tiempos medios de períodos con alturas menores y mayores a una dada ±30% (trazos).....	106
Ilustración 115: Veces al año que hay transición de alturas de ola menores a mayores.....	107
Ilustración 116: Indisponibilidad de los 7 circuitos para las dos configuraciones en función del tiempo medio de reparación.....	109
Ilustración 117: Indisponibilidad de los 7 circuitos para la configuración radial y con configuraciones de centro de reparto conectado con 2 líneas en paralelo o solamente con 1 línea.....	110
Ilustración 118: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección [10].....	114
Ilustración 119: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección del conductor sin coste de instalación [11].....	114
Ilustración 120: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección [12].....	114
Ilustración 121: Costes de conductores submarinos sin instalación [13].....	114
Ilustración 122: Costes de inversión de conductores submarinos de 2 fabricantes [14].....	115
Ilustración 123: Costes de inversión de conductores submarinos sin incluir el tendido [15].....	115
Ilustración 124: Fase I, construcción de doble circuito Sabón/Subestación P.Exterior y P.Experimental.....	118
Ilustración 125: Fase I: Subestación común para Plataforma Experimental y Puerto Exterior.....	119
Ilustración 126: Fase I: configuración mínima de celdas de MT en subestación.....	119
Ilustración 127: Fase I: 2 circuitos submarinos entre subestación y área marina de la plataforma.....	120
Ilustración 128: Fase II: instalación de jacket con centro de reparto y 7 circuitos submarinos desde él.....	120
Ilustración 129: Celdas de MT en el centro de reparto situado en el jacket.....	120

Lista de tablas

Tabla 1 Coordenadas UTM de los vértices de la zona experimental y de las boyas de señalización	17
Tabla 2 Hs-Tp de la Boya de Coruña-Langosteira I (Puertos del Estado) [4]	21
Tabla 3 Hs-Tp de la Boya de Coruña-Langosteira II (Puertos del Estado) [4].....	22
Tabla 4 Hs-Tp del punto SIMAR 213038036 (Puertos del Estado) [4].....	22
Tabla 5 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Wave Star Energy (C5-600kW).....	24
Tabla 6 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Sea Power Plataform.....	25
Tabla 7 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Aqua Buoy [6]	25
Tabla 8 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Converter Pelamis [6]	25
Tabla 9 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Converter Oyster [6]	26
Tabla 10 Matriz de potencias (kW) para el del generador undimotriz Wave Dragon (7MW) [6]	26
Tabla 11 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz SSG [6].....	26
Tabla 12 Matriz de potencias (kW) del gen. undimotriz FPP floating power plant (wind and wave) [7].....	26
Tabla 13 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Crestwing [7]	26
Tabla 14 Matriz de potencias (kW) del generador Waveston [7]	27
Tabla 15 Matriz de potencias (kW) del generador Leancon [7].....	27
Tabla 16 Matriz de potencias (kW) del generador Resen Waves [7]	27
Tabla 17 Matriz de potencias (kW) del generador Wave Plane [7].....	27
Tabla 18 Matriz de potencias (kW) del generador KNSwing [7]	27
Tabla 19 Datos de potencias (kW) del generador PA point absorber [7].....	27
Tabla 20 Datos de potencias (kW) del generador Danish Wave Power, Point absorber [7]	28
Tabla 21 Potencia máxima, energía anual y horas equivalente de generadores undimotrices con el recurso undimotriz de la Plataforma Experimental.....	31
Tabla 22. Estimación de la producción de energía eólica a partir de los datos de la Estación Meteorológica de Punta Langosteira (Puertos del Estado, Meteogalicia)	32
Tabla 23. Estimación de la producción de energía eólica en el Área Experimental a partir de los datos de del Atlas Eólico de Meteogalicia	32
Tabla 24 Horas anuales de olas en función de Hs-Tp en Punta Langosteira.....	50
Tabla 25 Velocidad máxima horizontal del agua en el fondo marino (20m).....	51
Tabla 26 Velocidad máxima horizontal del agua en el fondo marino (50m).....	51
Tabla 27 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV	63
Tabla 28 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV (continuación)	63
Tabla 29 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 12/20 (24)kV	63
Tabla 30 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 06/10 (12)kV	63
Tabla 31 Parámetros básicos del transformador en función de la relación de transformación	68
Tabla 32: Longitudes de los circuitos de conexión con las zonas de la Plataforma Experimental.....	79
Tabla 33 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 6/10 (12)kV	88
Tabla 34 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 12/20 (24)kV	88
Tabla 35 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV	88
Tabla 36: Longitudes de los circuitos de zona para conexión con centro de reparto	90
Tabla 37: Longitudes de los circuitos a tierra para conexión con centro de reparto	90
Tabla 38 Capacidad máxima de transporte de los conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV en nivel de tensión 10kV	91
Tabla 39 Valores establecidos la Orden de 5 de septiembre 1985 para conexión de generadores	99
Tabla 40 Valores establecidos en [21][22] umbral de tensión y temporización en protección de generadores	99
Tabla 41: Resumen de los valores admisibles de calidad de producto según UNE-EN 50160	100
Tabla 42: Valores admisibles de las componentes armónicas de tensión según UNE-EN 50160.....	100
Tabla 43. Parámetros de simulación para corriente de conexión de un transformador	101
Tabla 44. Parámetros de simulación para la evaluación del flicker	103
Tabla 45. Valores de flicker (Pst) obtenidos mediante simulación	103
Tabla 46 Duración de los intervalos con olas menores y mayores que una altura dada.....	107
Tabla 47 Tasa de fallo y tiempo medio de reparación de circuitos marinos [Scutariu].....	107
Tabla 48 Indisponibilidad para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas con tiempo de reparación de 2160h [Scutariu].....	108
Tabla 49 Tasa de fallos para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas	108
Tabla 50 Indisponibilidad para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas con tiempo medio de reparación de 500h	109
Tabla 51 Costes de las líneas de conexión con la red de distribución con diferentes configuraciones	111
Tabla 52 Costes de los elementos de la subestación AT/MT.....	112
Tabla 53 Costes de la instalación submarina.....	116

0. Resumen

Objeto e introducción

En este informe se analizan y se proponen alternativas relativas a la evacuación de energía eléctrica de la Plataforma Experimental Marina proyectada al amparo del proyecto europeo "Análisis de los Sistemas de Evacuación y Transporte de la Energía del Mar en la Zona Experimental Gallega (EnergyMare)".

La plataforma es una zona marina delimitada mediante boyas de señalización creada al efecto de ensayar prototipos y equipos de generación eléctrica marina, principalmente de origen undomotriz, aunque también se prevé el ensayo de sistemas eólicos offshore. La zona donde se ubica la plataforma dispone de gran recurso energético, tanto de las olas como del viento. La potencia prevista para la misma es de 20 MW y dispondrá de las infraestructuras necesarias para la conexión en los niveles de MT y BT de los dispositivos a ensayar.

Localización de la Plataforma Experimental

La Plataforma Experimental de Generación Marina está situada al norte del dique del Puerto Exterior de A Coruña. El área delimitada por dicha plataforma tiene una superficie de 2.6 km², de los cuales 1.9 km² corresponden al área de explotación donde se instalarían los prototipos a ensayar. La profundidad dentro del área varía entre los 20 m y los 50 m. En cuanto al lecho marino, según la fuente consultada este puede ser fundamentalmente rocoso o de arena, lo que implica que es necesaria información adicional ya que puede condicionar algunos de los aspectos constructivos del proyecto.

El área marina reservada para la Plataforma Experimental está delimitada por cinco vértices, estando el más próximo a la costa a una distancia de 200m. Los vértices representan la zona de señalización para la navegación, estando la zona de explotación 100 m más hacia adentro del área.

El recurso energético en la Plataforma Experimental

En lo relativo al recurso energético, la plataforma está situada en una zona con un gran potencial energético de energía de las olas, además de eólico.

La energía de las olas tiene un potencial que se sitúa por encima de los 30kW/m en términos de potencia y de los 300MWh/m en términos de energía. Se ha observado que el 90% de las olas en la parte exterior del Puerto Exterior tienen una altura superior a 1m e inferior a 6m y un período entre 5s y 15s con una dirección predominante NW.

Con objeto de estimar la energía que se podría obtener en dicha plataforma, se han analizado los dispositivos undimotrices más relevantes (Wave Star Energy, Sea Power Plataforma, Pelamis, Wave Dragon...). En la plataforma se han obtenidos unas horas equivalentes que están entre las 322 - 4216 horas/año para los distintos equipos analizados.

A pesar de que la plataforma está principalmente destinada a la energía undimotriz no se debe descartar su uso para el ensayo de eólica offshore, ya que el viento medio en la zona a 80 metro de altura está entre los 7.4 m/s y los 8.4 m/s en función de la fuente consultada. Con estos valores de velocidad de viento se superan fácilmente las 3500 h/año utilizando un generador convencional. Además, la zona experimental tiene una profundidad adecuada para el ensayo tanto de sistemas de amarre como de flotación.

Infraestructura eléctrica existente en el entorno de la Plataforma Experimental de Generación Marina

En las proximidades del Puerto Exterior de la Coruña se encuentra la Subestación de Sabón que está conectada a la red de transporte en el nivel de tensión de 220kV y la red de distribución de alta tensión en los niveles de 66kV y 132kV.

Según el informe de REE de 2012, la capacidad de conexión para generación de régimen especial establecida como técnicamente aceptable para el nudo de Sabón de 220kV es de 450-500MW de generación eólica y de 50-100MW de generación no eólica. En la actualidad los límites mencionados están en revisión por parte de REE. Además, según la última información de REE los límites establecidos en el plan anterior se han superado. Por ello, para poder verificar la posibilidad de evacuación de los 20 MW previstos para la plataforma experimental será necesario esperar a la publicación de los nuevos límites por parte de REE.

Los circuitos de 66kV que conectan la subestación de Sabón con las de Ártabra, S. Pedro, Repsol y Edar cruzan, mediante líneas subterráneas, los terrenos del Puerto Exterior. Estos circuitos están formados por dos lazos, uno lo forman Sabón-Ártabra-Edar-S.Pedro-Sabón y el otro es Sabón-Repsol-Sabón.

Análisis preliminar de las alternativas de configuración de la red de evacuación de energía

En la actualidad no hay infraestructura eléctrica en alta tensión en el Puerto Exterior, y no hay documentos de planificación oficiales que indiquen las previsiones de cómo va a ser ésta en el futuro. Por lo tanto es preciso construir una subestación con un nivel 66kV y otro en media tensión (típ. 20 kV). Para su construcción se proponen dos ubicaciones:

- A. En terrenos del Puerto Exterior, y que deberían estar lo más próximos al norte, cerca de la unión del dique con la península de Punta Langosteira.
- B. En la zona de costa más próxima al área marina.

Para la conexión con la red de distribución se plantean cuatro alternativas:

- I. Conexión a la red provisional existente en el Puerto Exterior.
- II. Mediante una nueva línea Sabón/Plataforma Experimental, pudiéndose seleccionar el nivel de tensión a utilizar (66 kV, 132 kV o 220kV).

- III. Conexión abriendo uno de los circuitos de 66kV que cruzan los terrenos del Puerto Exterior
- IV. Conexión en T sobre uno de los circuitos de 66kV que cruza el Puerto Exterior

Para la subestación se proponen distintas configuraciones en función principalmente de los siguientes aspectos:

- Número de líneas de llegada en los niveles de 66 kV o superiores
- Número de transformadores AT/MT, tanto como niveles de tensión en el lado de MT se quieran disponer.
- Posiciones de media tensión, en función de la configuración de la red offshore que finalmente se seleccione

En lo relativo a la instalación eléctrica offshore, el paso del cable desde tierra al lecho marino se puede realizar en dos zonas diferentes:

- Al norte de la península de Punta Langosteira
- En el tramo del dique del Puerto Exterior más próximo a la península de Punta Langosteira

En la zona de tierra más próxima al área experimental, al norte de la península de Punta Langosteira, la costa está formada por acantilados que tienen más de 25m de altura, con escarpadas paredes de roca y que son muy batidas por las olas del mar. Por lo tanto, el paso de cable hasta el lecho marino sería complicado, tanto desde el punto de vista de instalación como de protección para el período de su vida útil. La dirección dominante de las olas es de NW y por lo tanto el sentido dominante de desplazamiento del agua en lecho marino de Punta Langosteira es NW-SE, por lo que los esfuerzos en los cables offshore serán más importantes en aquellos tramos en los que los cables de los circuitos estén perpendiculares a dicha dirección.

La longitud de los cables submarinos va a ser inferior a 2.5km si son en antena, ya que es la distancia al punto más alejado del área reservada para la zona Experimental, y no llegaran a superar los 10km si la configuración es en lazo. Por lo tanto, los niveles de tensión a considerar para los circuitos marinos podrían estar comprendidos entre los 10kV y los 33kV. Por otro lado, la potencia total prevista para la Plataforma Experimental es de 20MW, lo que implica que existen conductores en el mercado con capacidad para transportar toda la potencia con un único circuito de 33kV o con 2 circuitos de 20kV. Por otra parte, la mayoría de los generadores undimotrices son de potencias menores a 1MW y generan en baja tensión, aunque si la potencia es elevada suelen incluir en el equipo un transformador elevador a una tensión que suele ser de 11kV o de 33kV para su conexión a red.

De todos modos, muchos desarrollos de prototipos comienzan con generadores a escalas menores de potencias inferiores a los 100kW, por lo que podría ser de interés que en algunos

puntos, principalmente los más cercanos a la costa, de la plataforma se dispusiera de tensiones de 400V o 690V.

Se han analizado la mayor parte de las Plataformas Experimentales existentes, y se ha comprobado que la tensión varía entre los 11kV y 33kV. En relación a la topología empleada en todas ellas es radial, con circuitos separados desde la subestación situada en tierra. Por último, el número de circuitos de dichas plataformas varía entre 1 y 8.

Propuesta del número y disposición de los polígonos de explotación para los generadores

El número de polígonos propuesto para la Plataforma Experimental es de 7. Teniendo en cuenta que la dirección dominante de las olas es NW, se propone una distribución en dos filas. La dimensión de cada polígono sería cuadrada, de aproximadamente 500m de lado. Dado que la zona delimitada no es rectangular, hay dos polígonos con geometría triangular. Con esta configuración solamente 3 polígonos podrán sufrir problemas de estelas o atenuación debida a los generadores de los polígonos situados a su NW. De todos modos, estos efectos serán despreciables en la mayoría de los casos debido a que la distancia entre generadores será de 500m.

El polígono 1 es el que está situado más cerca de la subestación, con una distancia en torno a los 800m, siendo además una zona de menor profundidad que las restantes. Por lo tanto, puede plantearse como el polígono en el que se pueda conectar en baja tensión.

Topologías propuestas para la conexión entre la subestación y los polígonos de explotación

Se proponen dos configuraciones diferentes para el trazado de la red submarina de la Plataforma Experimental. La primera configuración consiste en instalar 7 circuitos independientes, por cada una de las áreas de generación, desde la subestación. La segunda configuración propuesta consta de un centro de reparto sobre un jacket situado en el centro de las áreas de generación, al que llegarían dos líneas procedentes de la subestación. Desde el centro de reparto se instalaría 7 circuitos hacia cada una de las áreas de generación.

La primera propuesta implica unos 14km de cables submarinos, mientras que la segunda tendría en torno a 8km. La primera implica un sobre coste en cable, frente al coste de instalar el jacket en el mar. La segunda facilitaría las ampliaciones en el número de circuitos.

Selección de conductores

Para el tendido de cables offshore, se han analizado los principales cables submarinos de tensiones entre 10 kV y 33 kV. El rango de secciones para cables con nivel de aislamiento de 12kV y 24 kV va desde 50mm² a 240mm² mientras que nivel de aislamiento de 36kV va desde 95 mm² a 800mm². Para transportar la máxima potencia la Plataforma (20MVA) desde los generadores con un único circuito, si la tensión es de 33 kV la sección mínima ha

de ser de 95mm². Si el nivel de tensión es de 20kV el cable debe tener una sección igual o superior a 240mm².

Propuesta de configuración de la subestación

Para la subestación transformadora se propone configuraciones 66/11 kV, 66/20kV y 66/33kV con transformador YNyn, con configuración en barra simple con todos los elementos de medida, maniobra y protección necesarios.

La configuración radial propuesta permite las siguientes configuraciones:

- Los 7 circuitos conectados a la barra 1, correspondiente al transformador principal en MT.
- El circuito 1 conectado al transformador provisional MT/BT para conexión de generadores en BT.
- Los circuitos 4 y/o 5 conectados a la barra 2, correspondiente al transformador provisional AT/MT, que puede tener una tensión de MT diferente a la del transformador principal

Por lo tanto, se podrían tener instalados generadores undimotrices en 3 niveles de tensión diferentes en MT o 2 en MT y otro en BT.

En el caso de la existencia de un centro de reparto, se propone instalar 2 líneas desde la subestación hasta el centro de reparto, aunque en función del tipo de explotación que se quiera realizar se plantean dos opciones para la configuración de las celdas de media tensión situadas en la subestación:

- Opción 1: Celda de acoplamiento de barras simples
- Opción 2: Celda de acoplamiento de barras simples y transformador auxiliar MT/MT o MT/BT.

La opción 1 está compuesta por las dos celdas de entrada procedentes de los transformadores de potencia AT/MT, las celdas de salida para las líneas que van al centro de reparto y una celda de acoplamiento para poder conectar las líneas de salida a uno u otro transformador. La opción 2 incluye una posible conexión de un transformador de MT/BT que se puede conectar a la segunda línea que va al centro de reparto.

La configuración con centro de reparto propuesta permite las siguientes configuraciones:

- Los 7 circuitos conectados a la misma línea procedente de la subestación.
- Varios circuitos conectados a una línea y el resto a la otra procedentes de la subestación, y ambas líneas conectadas a la misma barra en subestación del transformador principal.

- Varios circuitos conectados a una línea y el resto a la otra procedentes de la subestación, y cada línea conectada a diferente barra en subestación, procedentes de los 2 transformadores AT/MT y por tanto con diferente nivel de tensión.
- 1 o varios circuitos conectados a la 2ª línea y el resto a la 1ª procedentes de la subestación, con la 2ª línea conectada al transformador provisional MT/BT para conexión de generadores en BT.

Análisis en régimen estacionario del comportamiento eléctrico de la red eléctrica de evacuación de energía

Se utiliza el análisis en régimen estacionario para valorar la distribución de potencia en las líneas de distribución afectadas por la inclusión de la infraestructura eléctrica de la Plataforma. Además se valoran, las caídas de tensión que implica.

En el caso de conectar la subestación de la plataforma abriendo el lazo Sabón-Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón, se reduce la potencia máxima a consumir en el nudo de S.Pedro. La configuración reduce la fiabilidad pero no afecta de forma significativa a los flujos máximos de potencia.

Las longitudes de los circuitos offshore en la configuración radial van desde los 1200 m a los 2600 m, aproximadamente. En configuración con centro de reparto, las longitudes desde el centro de reparto a las zonas de explotación van desde 400 m a 1020 m, a los que hay que añadir dos líneas de 1500 m desde el centro de reparto a la subestación.

Con objeto de minimizar pérdidas y caídas de tensión, se propone la utilización de cables con un nivel de aislamiento de 36kV independientemente del nivel de tensión elegido (11, 20 o 33 kV). En el caso de circuito en BT, utilizando los cables mencionados se podría llegar a evacuar 100kW para 690V y 30kW para 400V.

En cuanto al mantenimiento del factor de potencia, se propone la instalación de un banco de condensadores regulable en la subestación de una capacidad de al menos 2MVar si el nivel de tensión empleado es de 11kV, o de 1.3MVar si el nivel fuese de 33kV.

Aspectos relativos a la calidad de onda

En este apartado se incluyen los valores de referencia de calidad más habituales para este tipo de instalaciones en función de la normativa española vigente.

A continuación se analizan las dos perturbaciones más habituales para este tipo de instalaciones: la corriente de conexión de los transformadores y la emisión de flicker.

En el caso de las corrientes de conexión de transformadores, suponiendo generadores con una potencia de hasta 3 MVA, se ha estimado que, a pesar de que la corriente de conexión es superior a cuatro veces la intensidad nominal, la caída de tensión se mantiene por debajo del 3%.

Para la caso de emisión de flicker, se analizado la plataforma funcionado a su potencia nominal con un parque de generadores de 1 MW con idéntica generación, ya que ésta es la situación más desfavorable. En este caso los niveles de flicker se mantienen por debajo de 0.04, muy por debajo del nivel admisible.

Análisis de fiabilidad de la red de evacuación

En este informe se analiza la fiabilidad de la red eléctrica offshore, básicamente atendiendo a los tiempos de reposición.

La época del año en que la altura de las olas es menor, y es más probable que no haya olas de gran dimensión corresponde al período comprendido entre finales del mes de mayo y principios de septiembre.

Así por ejemplo, aquellas operaciones que requieran trabajar con un oleaje de menos de 1m solamente se podrán hacer en 17 ocasiones al año, con períodos de trabajo continuo en torno a 20 horas. El tiempo medio entre dos períodos con olas de menos de 1m es de 495h, aunque puede llegar a superar las 727h (1mes) en el 20% de los casos.

Se estima que la indisponibilidad con centro de reparto representa entre un 28% y un 60% de la indisponibilidad con configuración radial. Sin embargo, la tasa de fallos de la configuración con centro de reparto es superior a la de la configuración radial (entre un 102 y un 175%).

Por último, la indisponibilidad en horas/año puede variar entre 15 y 100, en función del tiempo medio de reparación y de la topología seleccionada.

Estimación de costes de la instalación

Para valorar el coste de la infraestructura de evacuación de energía de la Plataforma Experimental se han utilizado costes medios publicados en documentos científicos, divulgación y en la legislación española. De este análisis se concluye que la realización de las instalaciones tendrá un coste que podría estar entre los 8M€ si se opta por la configuración más simple, tanto en la conexión a la red como de la subestación, hasta los 14M€ si se opta por la configuración más completa (subestación blindada, con doble lazo desde Sabón, centro de reparto...).

1. Objeto

En este informe se analizan y se proponen alternativas relativas a la evacuación de energía eléctrica de la Plataforma Experimental Marina proyectada al amparo del proyecto europeo "Análisis de los Sistemas de Evacuación y Transporte de la Energía del Mar en la Zona Experimental Gallega (EnergyMare)".

Este estudio se realiza a petición del Instituto Energético de Galicia (INEGA), que es además el coordinador del mencionado proyecto.

2. Introducción

La *Plataforma Experimental de Generación Marina* objeto de este informe se encuentra en las proximidades del Puerto Exterior de la Coruña, en la zona norte del dique y al sur del Corredor de Navegación de Servicios Portuarios.

La plataforma es una zona marina delimitada mediante boyas de señalización creada al efecto de ensayar prototipos y equipos de generación eléctrica marina, principalmente de origen undomotriz, aunque también se prevé el ensayo de sistemas eólicos offshore. La zona donde se ubica la plataforma dispone de gran recurso energético, tanto de las olas como del viento.

De acuerdo con los datos facilitados por el INEGA, la potencia máxima de evacuación de energía prevista para la Plataforma Experimental es de 20MW. Dicha plataforma requerirá unas infraestructuras eléctricas mínimas para poder conectar aquellos equipos que se quieran ensayar conectados a la red de distribución. En este documento se analizará el impacto que la Plataforma Experimental tendrá sobre la red de distribución existente y se propondrán diferentes configuraciones de las instalaciones para dar servicio a los generadores a instalar.

El estudio se va a centrar en las siguientes fases:

- Conexión de la Plataforma Experimental con la red de distribución: se determinará la configuración de conexión con la red de distribución existente y el nivel de tensión empleado.
- Subestación de la Plataforma Experimental: se propondrá la ubicación más adecuada de la subestación y su configuración en base a la configuración de conexión con la red de distribución en AT y la conexión con los circuitos submarinos de generación.
- Topología de la red de la Plataforma Experimental: se propondrán diferentes configuraciones para la red submarina que interconecta los puntos de conexión de los generadores undimotrices con la subestación de tierra.

Para realizar dichas fases es preciso atender a criterios como son los conductores existentes en el mercado, los niveles de tensión más adecuados para la generación undimotriz, las pérdidas en las líneas, la fiabilidad de la instalación, los costes de las instalaciones, los tiempos de actuación sobre las instalaciones principalmente marinas,...

Además se analizará el recurso undimotriz y eólico de la zona y se hará un breve análisis de la capacidad de generación de diferentes generadores undimotrices (WECs o Wave Energy Converters) con el recurso existente en la Plataforma Experimental.

3. Localización de la Plataforma Experimental

La localización de la Plataforma Experimental de Generación Marina (ver Ilustración 1) está situada en La Coruña (Galicia) al norte del dique del Puerto Exterior y Punta Langosteira, al sur del corredor de navegación de servicios portuarios y al oeste de Piedra Fervedoira.

El área delimitada por dicha plataforma tiene una superficie de 2.6 km², de los cuales 1.9 km² corresponden al área de explotación donde se instalarían los prototipos a ensayar. La profundidad dentro del área varía entre los 20 m en las proximidades de la costa y los 50 m en el borde paralelo al corredor de navegación de servicios portuarios.

La información disponible del lecho marino en el entorno de la plataforma experimental puede verse en la Ilustración 2. Según la fuente consultada el lecho de la plataforma es fundamentalmente rocoso o de arena, por lo que sería de interés establecer claramente el tipo de suelo para poder proyectar tendidos de cables y amarres.

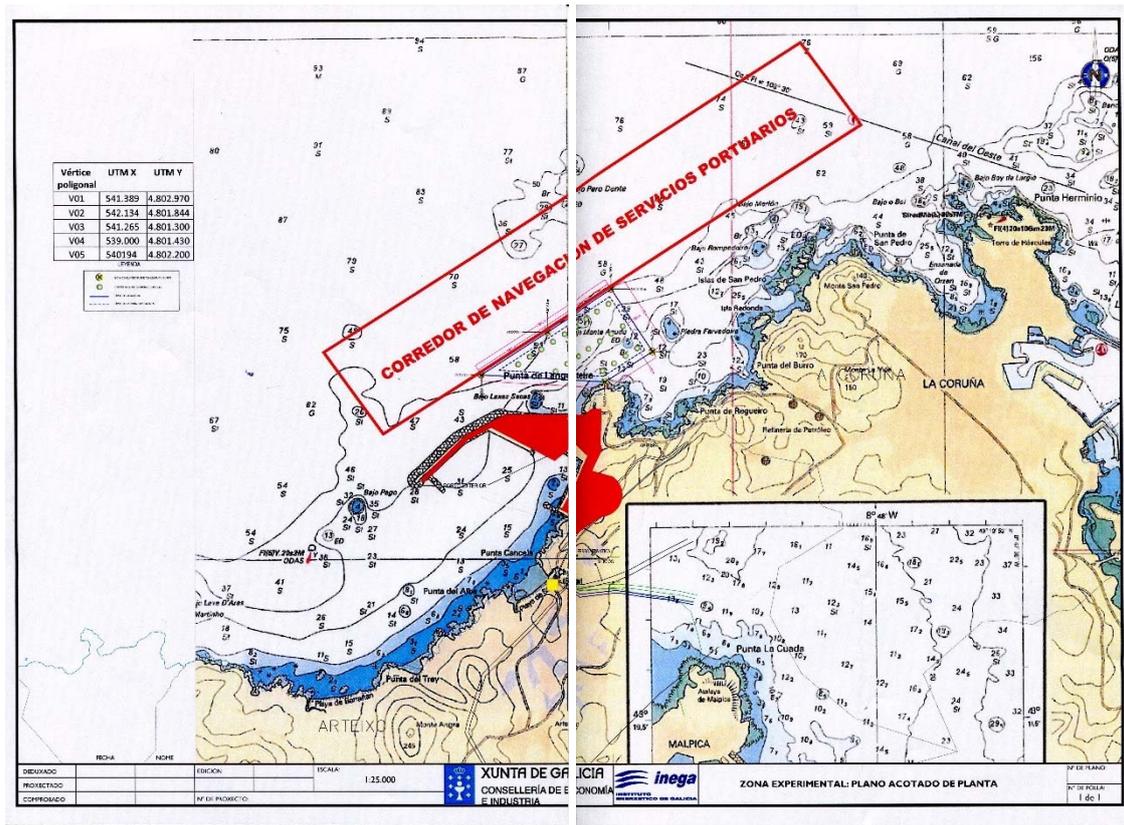


Ilustración 1: Plano de la localización de la Plataforma Experimental

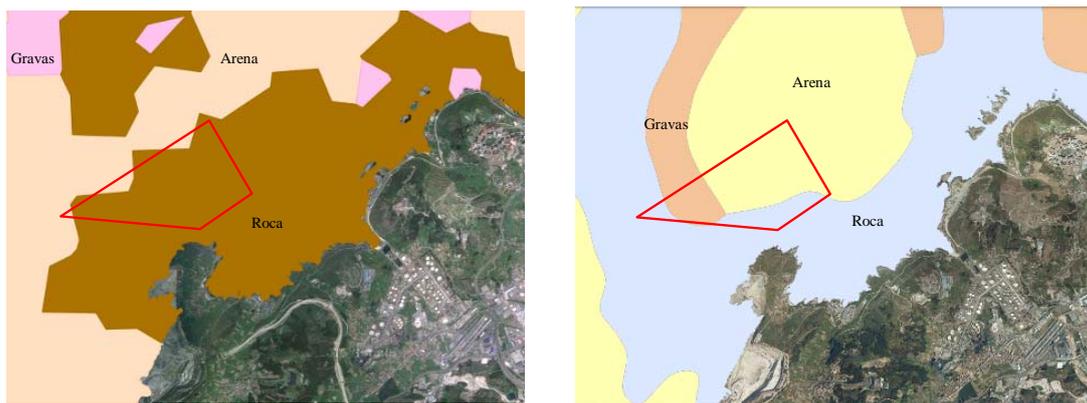


Ilustración 2: Naturaleza del fondo marino según el "Observatorio Oceanográfico da Marxe Ibérica (RAIA)" (izquierda) y el "Instituto Español de Oceanografía (IEO)" (derecha)

3.1. El área marina de la Plataforma Experimental

El área marina reservada para la Plataforma Experimental está delimitada por cinco vértices (ver Ilustración 3), cuyas coordenadas están en la Tabla 1. Se puede observar que el vértice V03 es el más próximo a la costa, con una distancia de 200m. Los vértices representan la zona de señalización para la navegación, estando la zona de explotación 100 m más hacia adentro del área, por lo que la zona de explotación se encuentra a 300m de la costa.

Tabla 1 Coordenadas UTM de los vértices de la zona experimental y de las boyas de señalización

Vértice	Vértices de faros			Zona experimental		
	UTM X	UTM Y	Distancia	UTM X	UTM Y	Distancia
V01	541389	4802970	1350.1	541360.13	4802832.41	1148.8
V02	542134	4801844	1025.2	541994.02	4801874.35	890.8
V03	541265	4801300	2268.7	541238.93	4801401.66	1930.0
V04	539000	4801430	1420.8	539312.16	4801512.25	2436.6
V05	540194	4802200	1420.8			
Área (km ²)	2.59			1.89		
Perímetro	7486.45			6406.16		

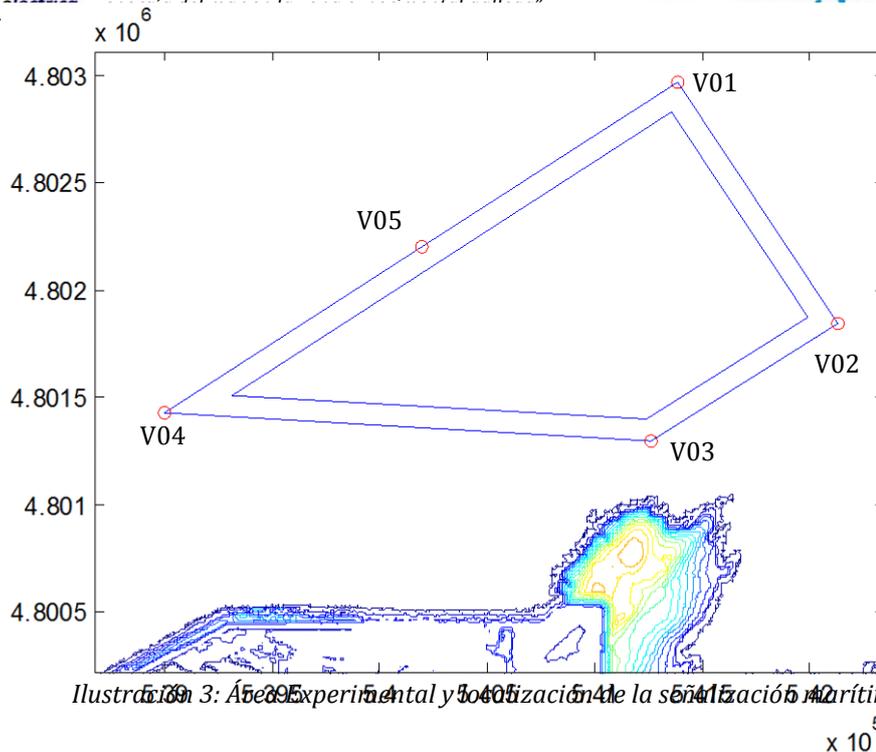


Ilustración 3: Área Experimental y Localización de la Señalización Arbitraria

3.2. Polígono de explotación reservado para cada zona de generación

Partiendo del hecho de que la potencia prevista total de la Plataforma Experimental es de 20MVA, se plantea en este informe realizar un diseño con varios nodos de conexión dentro del área con una gran área reservada para cada uno de ellos, aunque en un futuro pudiese ser ampliable el número de nodos, reduciendo la superficie de cada uno de ellos. Esto implica que como la mayoría de los generadores de olas son de potencias inferiores a 1MVA, la potencia máxima a generar estaría muy por debajo de la potencia prevista para la Plataforma Experimental.

Por otro lado, los generadores están unidos al fondo del mar mediante elementos que no son rígidos, lo que va a permitir que se puedan mover en el plano horizontal. Por lo tanto, pueden desplazarse sobre la superficie marina debido al movimiento de las olas, las corrientes marinas, o la variación de la altura del nivel del mar asociado a las mareas y a los cambios de presión atmosférica, que le da mayor margen de desplazamiento.

Por otra parte, las dimensiones de los generadores varían mucho, lo que implica que hay que considerarlo a la hora de delimitar dichas áreas, o restringir el uso de unos u otros emplazamientos en función de los generadores que ya están instalados.

Además, dependiendo de la tecnología del generador, este puede atenuar las olas o pueden producir estelas que afectarán a los que estén situados detrás de ellos (respecto a la dirección de las olas), si están situados muy cerca.

Por lo tanto, a la hora de determinar las ubicaciones de los puntos de conexión, deben considerarse distintas variables:

- Valores medios y máximos de altura de ola

- Riesgo de que en la zona rompan las olas, ya que puede afectar de forma severa a los dispositivos (ver Ilustración 4).
- Profundidad del fondo marino
- Distancia y posición relativa de las demás áreas de generación
- Dimensiones y geometría de los generadores
- Efectos estela que puedan provocar los generadores
- Atenuación de las olas producida por otros generadores
- Nivel de tensión del punto de conexión



Ilustración 4: Olas rompiendo en las proximidades de la costa

4. El recurso energético en la Plataforma Experimental

4.1. Análisis de potencial de energía de las olas

A partir de los datos del atlas de Ondas de Meteogalicia [2] (ver Ilustración 5) se puede observar que en la zona del Parque Experimental, la potencia media de las olas es superior a los 30kW/m, y una energía media anual superior a 300MWh/m.

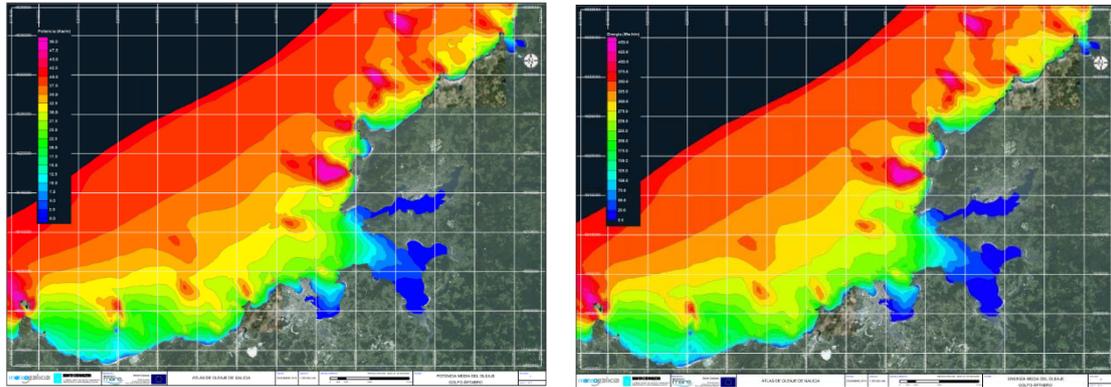


Ilustración 5: Potencia media y energía media anual en la costa del Puerto Exterior de A Coruña [2]

Si se analizan los datos de GFS-27km en el tiempo (ver Ilustración 6), se puede observar que cuando las olas superan los 8m, la potencia puede superar los 500kW/m. Sin embargo, la mayoría de los dispositivos tienen unos límites de altura de ola a partir de los que no pueden generar más, o incluso por seguridad se desconectan para protegerse.

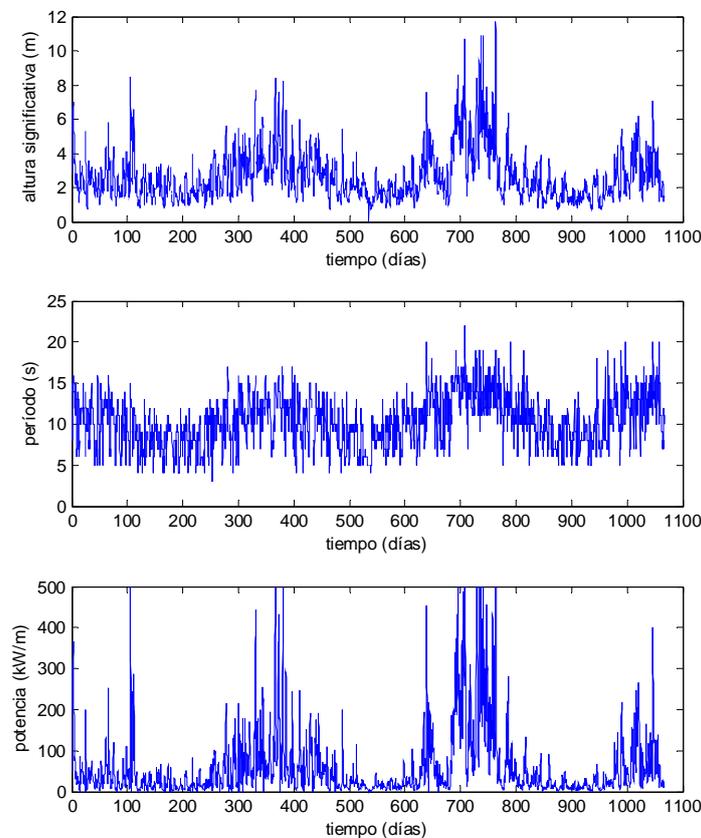


Ilustración 6: Altura significativa, período y potencia media durante 3 años

En la Ilustración 7 se representan los valores de probabilidad anual de que se produzcan olas de una determinada altura y período y proporción de la potencia de dichas olas. Se puede observar que el 90% de las olas en la parte exterior del Puerto Exterior tienen una altura superior a 1m e inferior a 6m y un período entre 5s y 15s. Sin embargo los valores mayores de potencia se dan para períodos mayores entre 8s y 16s y alturas entre 3m y 8m, a pesar de haber menos horas al año de dichas olas.

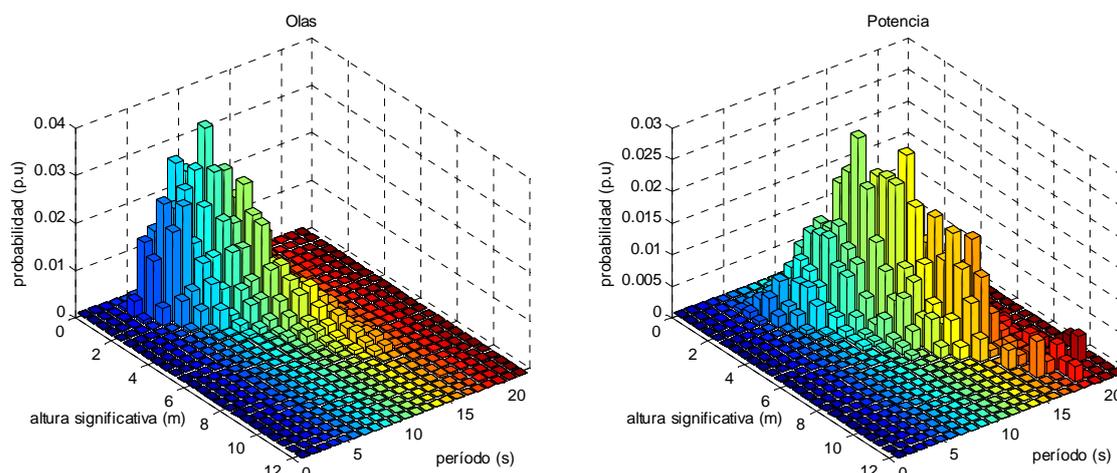


Ilustración 7: Probabilidad anual de ocurrencia y potencia de las olas en función de la altura significativa y el período (GFS 27km)

En la Tabla 2 y Tabla 4 se presentan los datos de las boyas Langosteira I y II y del punto Simar (213038036) de Puertos del Estado [4] en el entorno del Puerto Exterior, correspondientes a los años 1998-2015. Se puede observar que los valores de altura son ligeramente menores que los GFS-27km, ya que se refieren a medidas realizadas muy próximas a la costa (Ilustración 8). En la Ilustración 9 se representa un ejemplo de las alturas significativas del punto Simar y la Boya Langosteira II durante un año [4]. Se puede observar que ambas gráficas son muy similares.

Tabla 2 Hs-Tp de la Boya de Coruña-Langosteira I (Puertos del Estado) [4]

EFICACIA: 86.10% AÑO: 1998-2011	Tp (s)											TOTAL
	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	
<=0.5	---	---	---	0.003	0.017	0.074	0.097	0.264	0.128	0.097	0.037	0.716
1.0	---	---	0.014	0.080	0.559	1.147	1.976	3.527	2.851	3.725	1.644	15.524
1.5	---	---	---	0.051	0.469	1.417	2.669	4.058	4.293	7.601	4.907	25.465
2.0	---	---	---	---	0.065	0.420	1.326	2.490	2.720	6.647	7.264	20.933
2.5	---	---	---	---	---	0.028	0.236	0.832	1.255	3.950	7.383	13.684
3.0	---	---	---	---	---	0.006	0.034	0.295	0.548	1.965	5.807	8.655
3.5	---	---	---	---	---	---	0.011	0.062	0.162	0.858	4.532	5.625
4.0	---	---	---	---	---	---	0.003	0.009	0.031	0.395	3.021	3.459
4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.014	0.190	1.939	2.144
5.0	---	---	---	---	---	---	---	0.003	---	0.048	1.360	1.411
> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.031	2.354	2.385
TOTAL	---	---	0.014	0.133	1.110	3.092	6.352	11.540	12.003	25.508	40.248	100%

Tabla 3 Hs-Tp de la Boya de Coruña-Langosteira II (Puertos del Estado) [4]

EFICACIA: 71.95% AÑO: 2013-2015	Tp (s)											TOTAL
	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	
<=0.5	---	---	---	---	0.048	0.351	0.271	0.175	0.159	0.080	0.080	1.164
1.0	---	---	0.048	0.048	0.670	2.073	2.423	3.858	3.045	2.726	2.121	17.012
1.5	---	---	---	---	0.781	2.631	3.619	4.719	6.075	7.749	5.899	31.473
2.0	---	---	---	---	0.096	0.781	2.089	2.408	3.029	5.325	7.398	21.126
2.5	---	---	---	---	---	0.032	0.207	0.526	1.451	2.232	4.687	9.136
3.0	---	---	---	---	---	---	0.048	0.080	0.335	1.307	5.325	7.095
3.5	---	---	---	---	---	---	---	0.016	0.175	0.383	4.161	4.735
4.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.064	0.112	2.758	2.934
4.5	---	---	---	---	---	---	---	0.016	0.016	0.112	2.009	2.152
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.032	1.547	1.578
> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1.594	1.594
TOTAL	---	---	0.048	0.048	1.594	5.867	8.658	11.798	14.349	20.057	37.580	100%

Tabla 4 Hs-Tp del punto SIMAR 213038036 (Puertos del Estado) [4]

EFICACIA: 71.76% AÑO: 2012-2015	Tp (s)											TOTAL
	<=1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	>10.0	
<=0.5	---	---	---	---	---	0.048	0.072	0.131	0.036	0.095	0.656	1.037
1.0	---	---	---	0.024	0.036	0.477	1.502	1.645	2.647	1.753	3.660	11.743
1.5	---	---	---	---	0.298	1.097	1.443	1.800	2.742	3.791	12.923	24.094
2.0	---	---	---	---	0.095	1.693	1.967	1.371	1.156	1.776	14.366	22.425
2.5	---	---	---	---	0.012	0.370	0.787	0.274	0.513	1.001	12.196	15.153
3.0	---	---	---	---	---	---	0.095	0.083	0.358	0.548	9.275	10.360
3.5	---	---	---	---	---	---	---	0.048	0.131	0.274	6.104	6.557
4.0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.012	0.048	3.493	3.553
4.5	---	---	---	---	---	---	---	---	0.012	0.012	2.229	2.253
5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.012	1.180	1.192
> 5.0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1.633	1.633
TOTAL	---	---	---	0.024	0.441	3.684	5.866	5.353	7.606	9.311	67.716	100%



Ilustración 8: Ubicación de las boyas de Puertos del Estado (rojo) [4]

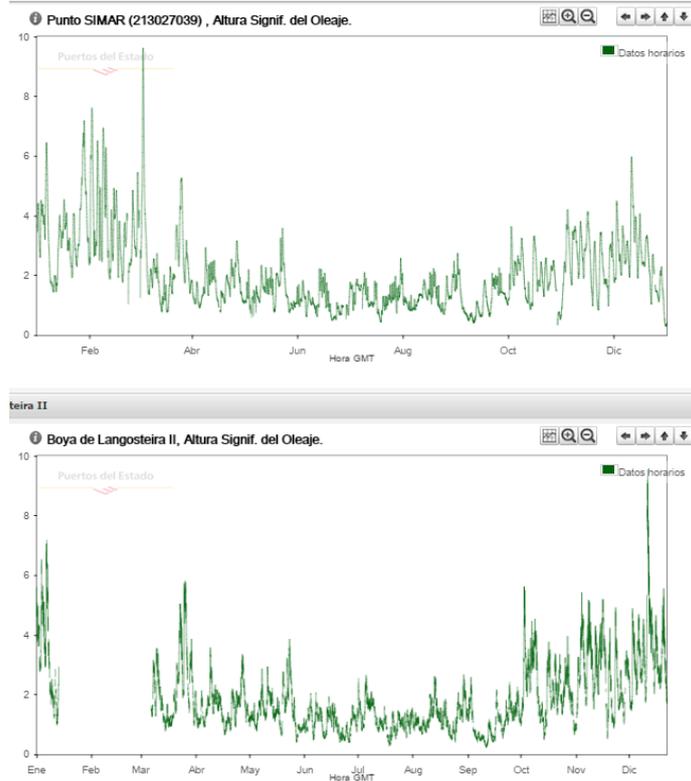


Ilustración 9: Curvas de alturas significativas de punto Simar y Boya durante 1 año [4]

En la Ilustración 10 se presentan las rosas de altura significativa y de período de pico. Se puede observar que la dirección NW es claramente dominante [4]. Este dato es fundamental para determinar las posiciones de cada una de las áreas reservadas para los prototipos, ya que determina la dirección en la que se propagan las estelas que puedan generar, y la dirección de atenuación de las olas debidas a los generadores.

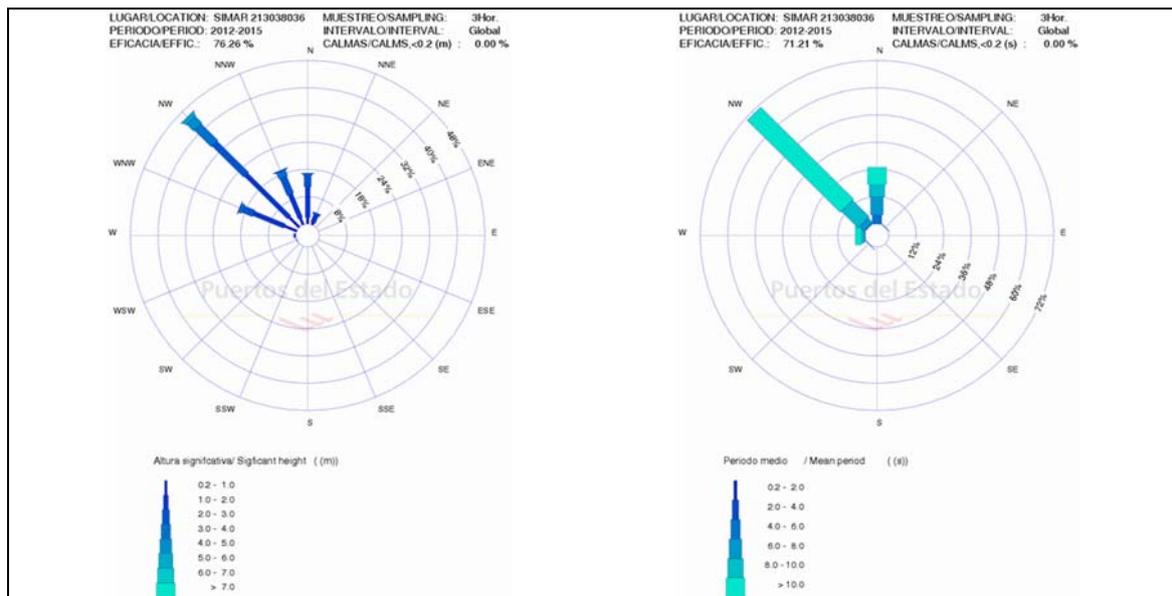


Ilustración 10: rosas de altura significativa y de período de pico [4]

4.2. Análisis de generación para distintas tecnologías WECs

Los WECs se pueden clasificar en base a diferentes criterios:

- Que parte de la energía de las olas aprovechan (cinética, potencial, presión,...)
- Su disposición (flotantes, en el fondo, entre aguas, mixto, en costa...)
- La forma de extraer la energía (articulados, oscilantes, columna de agua, ...)
- La conversión de energía mecánica en eléctrica (caja multiplicadora, turbina de agua, pistones hidráulicos y turbina, compresión neumática sobre turbina de aire,... conectados a generador eléctrico rotativo o mediante generador eléctrico lineal)
- Potencia y dimensiones (kW o MW)
- Tensión de generación

Con objeto de evaluar el potencial de energía undimotriz en la Plataforma experimental se evalúa el comportamiento de algunos de estos dispositivos en dicha zona. A modo de ejemplo, en las tablas siguientes figuran los valores de potencia en función del período y la altura significativa de las olas de varios dispositivos de generación undimotriz.

La Tabla 5 y Tabla 6 corresponden a los datos de generación eléctrica de los generadores undimotrices Wave Star Energy y Sea Power Plataform y fueron obtenidas de las webs de los fabricantes. La Tabla 7 a la Tabla 11, ver [6], y muestran el comportamiento de los siguientes dispositivos: Aqua Buoy, Converter Pelamis, Converter Oyster, Wave Dragon y SSG. Por último, las Tabla 12 a Tabla 20, ver [7], muestran los valores de producción de FPP floating power plant, Crestwing, Wavepiston, Leancon, Resen Waves Wave Plane, KNSwing, PA point absorber y Danish Wave Power, Point absorber.

Tabla 5 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Wave Star Energy (C5-600kW)

Hs (m)	Ts (s)										
	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13
0.0-0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.05-1.0	0	49	73	85	86	83	78	72	67	63	59
1.0-1.5	54	136	193	205	196	182	167	153	142	132	123
1.5-2.0	106	265	347	347	322	294	265	244	224	207	193
2.0-2.5	175	429	522	522	457	412	372	337	312	288	267
2.5-3.0	262	600	600	600	600	540	484	442	399	367	340
>3.0	Modo protección										

Tabla 6 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Sea Power Plataform

Hs (m)	Ts (s)												
	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5
0.75	4	13	24	31	35	35	34	31	30	31	32	29	16
1.25	0	37	66	87	98	99	93	87	84	86	88	81	45
1.75	0	73	129	171	192	193	183	171	165	168	172	158	88
2.25	0	120	214	283	317	319	302	283	273	278	285	261	146
2.75	0	0	214	423	474	477	452	422	408	415	426	391	218
3.25	0	0	546	591	662	666	631	590	570	580	595	545	305
3.75	0	0	0	787	881	887	840	785	759	772	792	726	406
4.25	0	0	0	1011	1132	1139	1079	1008	974	991	1017	933	0
4.75	0	0	0	0	1414	1423	1348	1259	1217	1238	1270	1165	0
5.25	0	0	0	0	1992	1739	1646	1538	1487	1512	1551	1423	0
5.75	0	0	0	0	0	2085	1975	1845	1784	1814	1861	1707	0
6.25	0	0	0	0	0	2085	2333	2180	2107	2143	2199	2017	0
6.75	0	0	0	0	0	0	2721	2543	2458	2500	2565	2353	0
7.25	0	0	0	0	0	0	3139	2934	2835	2884	2959	2714	0
7.75	0	0	0	0	0	0	3587	3353	3240	3295	3381	3102	0
8.25	Hs máxima de diseño						63	3799	3672	3734	3831	3525	0
8.75							4274	4130	4201	4309	3954	0	
9.25								4616	4694	4816	4418		
9.75								5128	5216	5351	4909		
10.25								5668	5880	5914	5425		

Tabla 7 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Aqua Buoy [6]

Hs (m)	Tp (s)												
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0	0	8	11	12	11	10	8	7	0	0	0	0
1.5	0	13	17	25	27	26	23	19	15	12	12	12	7
2	0	24	30	44	49	47	41	34	28	23	23	23	12
2.5	0	37	47	69	77	73	64	54	43	36	36	36	19
3	0	54	68	99	111	106	92	77	63	51	51	51	27
3.5	0	0	93	135	152	144	126	105	86	70	70	70	38
4	0	0	0	122	176	198	188	164	137	112	91	91	49
4.5	0	0	0	223	250	239	208	173	142	115	115	115	62
5	0	0	0	250	250	250	250	214	175	142	142	142	77
5.5	0	0	0	250	250	250	250	250	211	172	172	172	92

Tabla 8 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Converter Pelamis [6]

Hs (m)	Tp (s)																
	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13
0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	0	0	0
1.5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
2	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59
2.5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
3	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
3.5	0	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
4	0	0	462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
4.5	0	0	544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
5	0	0	0	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5.5	0	0	0	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415
6.5	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481
7	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
7.5	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593
8	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625

Tabla 9 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Converter Oyster [6]

Hs (m)	Tp (s)								
	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5	0	0	0	0	0	0	1	3	3
1	20	30	38	42	44	44	45	47	45
1.5	80	85	92	97	102	103	104	100	104
2	140	147	152	158	155	155	160	161	156
2.5	192	197	208	202	203	209	211	201	204
3	241	237	237	241	243	230	236	231	235
3.5	0	271	272	269	268	267	270	260	260
4	0	291	290	290	280	287	276	278	277
4.5	0	291	290	290	280	287	276	278	277
5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
5.5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
6	0	0	290	290	280	287	276	278	277

Tabla 10 Matriz de potencias (kW) para el del generador undimotriz Wave Dragon (7MW) [6]

Hs (m)	Tp (s)												
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	160	250	360	360	360	360	360	360	320	280	250	220	180
2	640	700	840	900	1190	1190	1190	1190	1070	950	830	710	590
3	0	1450	1610	1750	2000	2620	2620	2360	2100	1840	1570	1310	
4	0	0	2840	3220	3710	4200	5320	5320	4430	3930	3440	2950	2460
5	0	0	0	4610	5320	6020	7000	7000	6790	6090	5250	3950	3300
6	0	0	0	0	6720	7000	7000	7000	7000	7000	6860	5110	4200
7	0	0	0	0	0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	6650	5740

Tabla 11 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz SSG [6]

Hs (m)	Tp (s)													
	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5
0.5	99	109	119	129	139	149	159	169	179	189	198	208	218	228
1	397	437	476	516	556	595	635	675	715	754	794	833	873	913
1.5	893	982	1072	1161	1250	1340	1429	1518	1608	1697	1786	1875	1965	2054
2	1588	1746	1905	2064	2223	2381	2540	2699	2858	3016	3175	3334	3493	3651
2.5	2481	2729	2977	3225	3473	3721	3969	4217	4465	4713	4961	5209	5457	5705
3	3572	3929	4287	4644	5001	5358	5715	6073	6430	6787	7144	7501	7859	8216
3.5	4862	5348	5834	6321	6807	7293	7779	8265	8751	9238	9724	10210	10695	11183
4	6350	6985	7620	8256	8891	9526	10161	10796	11431	12066	12701	13336	13971	14606
4.5	8037	8841	9645	10448	11252	12056	12860	13663	14467	15271	16074	16878	17682	18486
5	9923	10915	11907	12899	13892	14884	15876	16868	17860	18853	19845	20000	20000	20000
5.5	12006	13207	14407	15608	16809	18009	19210	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
6	14288	15717	17146	18575	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
6.5	16769	18446	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
7	19448	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
7.5	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
8	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000

Tabla 12 Matriz de potencias (kW) del gen. undimotriz FPP floating power plant (wind and wave) [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	29	73	97	103	99	92	84
2		378	516	567	577	569	556
3			1061	1203	1248	1252	1241
4				1500	1500	1500	1500
5					1500	1500	1500
>5.5						1500	1500

Tabla 13 Matriz de potencias (kW) del generador undimotriz Crestwing [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	23	23	23	23	23	23	23
2		140	140	140	140	140	140
3			373	373	373	373	373
4				768	768	768	768
5					800	800	800
>5.5						800	800

Tabla 14 Matriz de potencias (kW) del generador Wavepiston [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	38	38	38	38	38	38	38
2		137	137	137	137	137	137
3			246	246	246	246	246
4				285	285	285	285
5					248	248	248
>5.5						160	160

Tabla 15 Matriz de potencias (kW) del generador Leancon [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	128	192	240	192	160	160	160
2		768	960	768	640	640	640
3			2160	1728	1440	1440	1440
4				3072	2560	2560	2560
5					4320	4320	4320
>5.5						4660	4660

Tabla 16 Matriz de potencias (kW) del generador Resen Waves [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	2	2	2	2	2	2	2
2		5	5	5	5	5	5
3			5	5	5	5	5
4				5	5	5	5
5					5	5	5
>5.5						0	0

Tabla 17 Matriz de potencias (kW) del generador Wave Plane [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	8	8	8	8	8	8	8
2	0	30	30	30	30	30	30
3	0	0	53	53	53	53	53
4	0	0	0	75	75	75	75
5	0	0	0	0	90	90	90
>5.5	0	0	0	0	0	90	90

Tabla 18 Matriz de potencias (kW) del generador KNSwing [7]

Hs (m)	Tp (s)						
	3	4	5	6	7	8	9
1	133	239	277	266	264	266	249
2	0	1028	1130	1090	1117	1134	1157
3	0	0	2493	2333	2443	2393	2513
4	0	0	0	4041	4219	4112	4307
5	0	0	0	0	5000	5000	5000
>5.5	0	0	0	0	0	5000	5000

Tabla 19 Datos de potencias (kW) del generador PA point absorber [7]

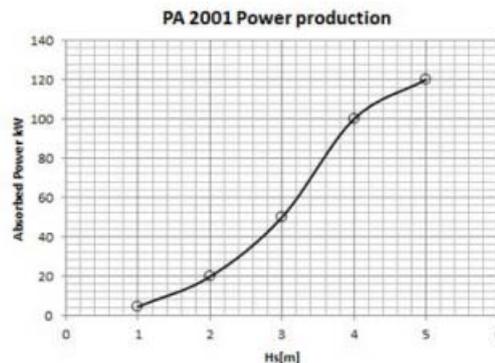
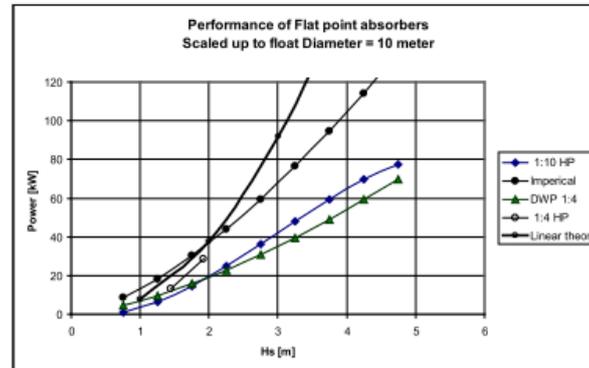


Tabla 20 Datos de potencias (kW) del generador Danish Wave Power, Point absorber [7]



4.3. Potencia generada por los WECs con el recurso existente en la Plataforma Experimental

A partir de las series temporales de altura significativa y período de las olas en Punta Langosteira (Ilustración 11), se puede estimar la potencia generada por los generadores anteriores empleando los valores de sus tablas. En la Ilustración 12 se representan las potencias de siete de los generadores. Se puede observar que la evolución de las potencias es diferente, debido a que la influencia de la altura de ola y del período es distinto para cada una de las tecnologías. Por lo tanto, las líneas eléctricas submarinas van a tener diferentes escenarios de funcionamiento, en función de dichas variables. Esta situación debe tenerse en cuenta al analizar la configuración de la red, si la topología de la red submarina no fuese radial. En la Ilustración 13 se representan las series temporales de altura significativa y período de las olas cuando varía la altura entre 1 y 5m.

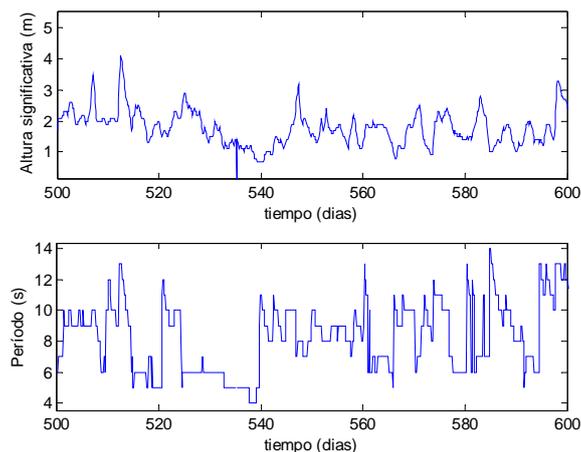


Ilustración 11: ejemplo de valores Hs-t y T-t de olas en Punta Langosteira

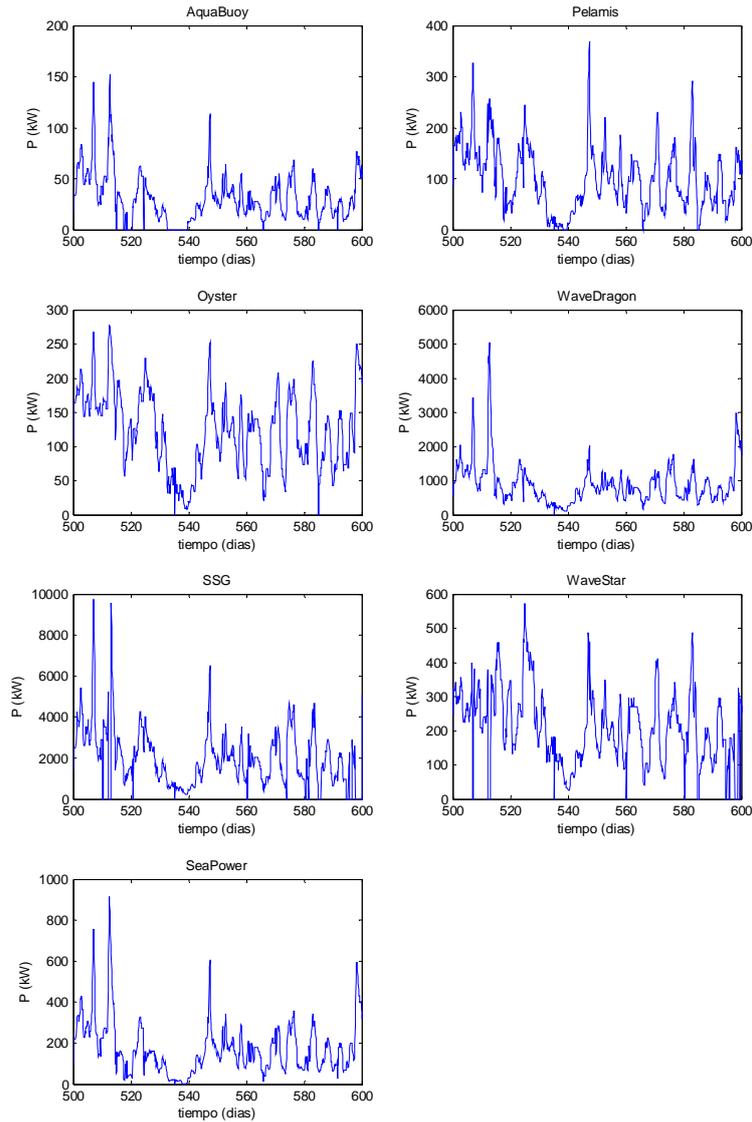


Ilustración 12: Potencia generada por 7 WECs para olas registradas en Punta Langosteira (Plataforma Experimental)

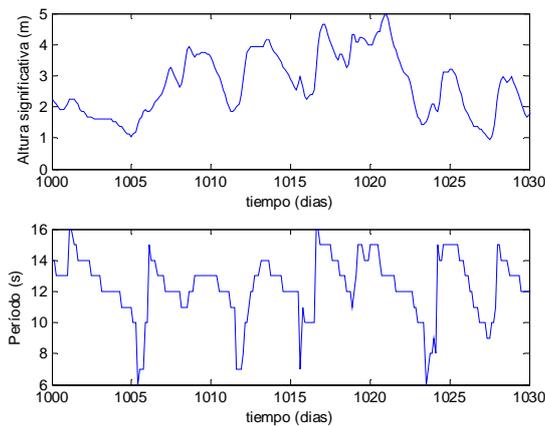


Ilustración 13: Ejemplo de un mes de valores H_s - t y T - t de olas entre 1 y 5m

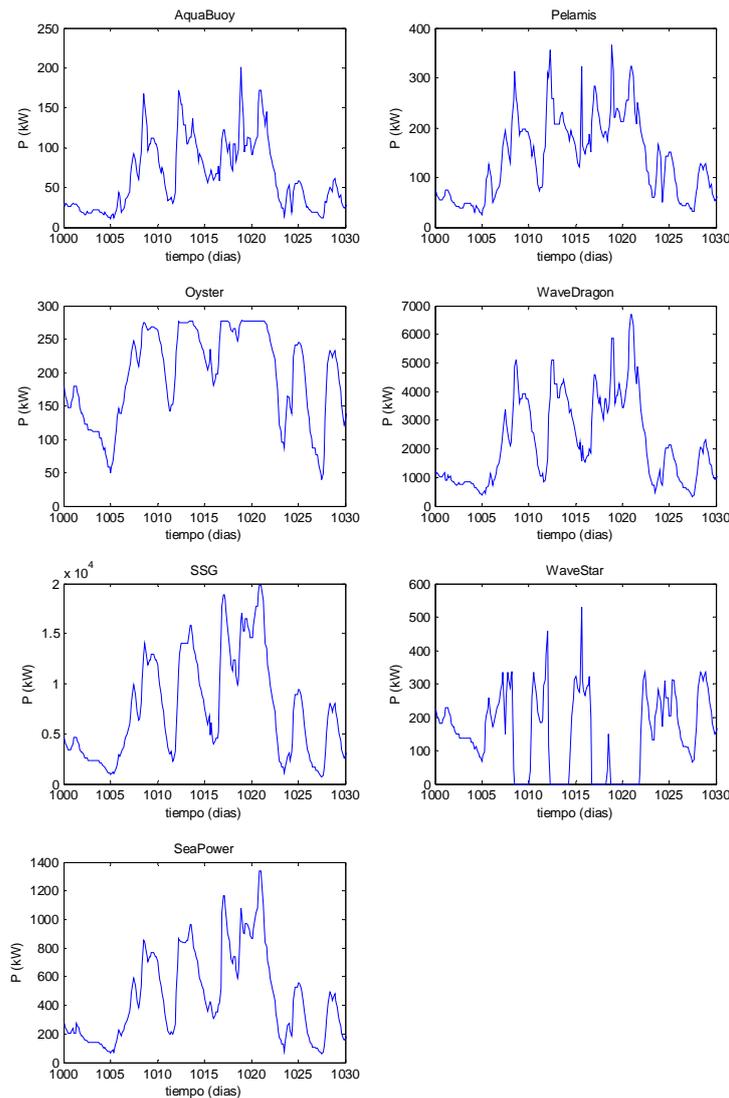


Ilustración 14: Potencia generada por 7 WECs para olas entre 1 y 5m

En la Ilustración 14 se puede observar el efecto de que un generador entra en modo seguro por superar las olas la altura máxima de funcionamiento o por alcanzar su máxima potencia. El generador Wave Star Energy se desconecta para valores superiores a 3m, y el Oyster alcanza su potencia máxima a partir de 4m, en función del período de las olas. Se puede observar que la potencia de ambos generadores no sigue la curva de la altura de olas, en un caso por desconexión y en el otro por saturación.

Estas situaciones provocarán la desconexión de generación en algunos nodos cuando se estaba generando a máxima potencia, y la posterior reconexión al disminuir la altura de las olas, entrando también con una elevada generación, provocando fluctuaciones bruscas de potencia inyectada a red.

4.4. Energía generada y horas equivalentes por los WECs con el recurso existente en la Plataforma Experimental

En la Tabla 21 se presentan los resultados de energía anual que generarían con el recurso undimotriz de la Plataforma Experimental los WECs anteriores, así como las horas equivalentes anuales.

Se puede observar que las horas equivalentes anuales varían entre las 381 horas y las 4216 horas. Sin embargo hay que tener en cuenta que los WECs que tienen mayores valores de horas equivalentes son aquellos que alcanzan su potencia nominal con olas de pequeña altura (de 3 a 5m). Por lo tanto, es posible que sean equipos que no estén diseñados para ser instalados en un entorno donde las olas superan los 10m de altura, tal y como ocurre en la zona correspondiente a la Plataforma Experimental.

Tabla 21 Potencia máxima, energía anual y horas equivalente de generadores undimotrices con el recurso undimotriz de la Plataforma Experimental

Generador undimotriz	Potencia (kW)	Energía anual (MWh)	Horas equivalentes
WaveStar	600	1383.6	2306
SeaPower	3587	2582.6	720
AquaBuoy	250	365.5	1462
Pelamis	750	975	1300
Oyster	291	1226.8	4216
WaveDragon	7000	12691	1813
SSG	20000	39720	1986
FPP	1500	1149	766
Crestwing	800	304.8	381
Wavepiston	285	292.4	1026
Leancon	4660	1500.5	322
ResenWaves	5	10.8	2158
WavePlane	90	63.5	706
KNSwing	5000	2440	488

4.5. Análisis del recurso eólico

Aunque el Parque Experimental estaría especializado en el ensayo de equipos undimotrices, el recurso eólico en la zona es alto y el tipo de instalaciones permitiría la instalación de prototipos de generadores eólicos offshore. En el mapa eólico ibérico se puede apreciar que la costa entre Finisterre y Estaca de Bares es la franja de mayor potencial eólico de la península, principalmente en el mar. Por lo tanto, se va a realizar un análisis del recurso eólico en la zona.

En primer lugar se analizan los datos de la estación meteorológica de Punta Langosteira situada a 5 m sobre el nivel del mar en los terrenos del Puerto Exterior [5]. Dicha estación consta de un anemómetro-veleta instalado en una torre de 10 m de altura. El histograma de velocidades de viento, las rosas de frecuencias, velocidades medias y densidad de energía pueden verse en la en la Ilustración 15. A partir de estos datos, suponiendo una rugosidad de terreno muy baja por estar en el puerto y una máquina eólica estándar, se pueden obtener los datos mostrados en la Tabla 22.

Para la estimación de recurso eólico en la zona experimental se pueden utilizar los datos del Atlas Eólico de Meteogalicia [3]. A partir de los datos de la zona de Arteixo (ver Ilustración 16 e Ilustración 17, la zona de la Plataforma Experimental se ha delimitado en rojo) se han calculado los valores de recurso correspondientes a la Plataforma Experimental de la Tabla 23.

A partir de los datos obtenidos se puede afirmar que la zona correspondiente a la Plataforma Experimental tiene un recurso eólico importante, lo que hace que en esta zona sea de interés para el ensayo de sistemas de generación eólica offshore.

Tabla 22. Estimación de la producción de energía eólica a partir de los datos de la Estación Meteorológica de Punta Langosteira (Puertos del Estado, Meteogalicia)

Altura explotación (m)	Velocidad media (m/s)	Densidad de energía (kWh/m ² /año)	Horas equivalentes (horas/año)
5	5.7	2553	2175
80	7.4	5622	3363
110	7.6	6051	3471

Tabla 23. Estimación de la producción de energía eólica en el Área Experimental a partir de los datos de del Atlas Eólico de Meteogalicia

Altura explotación (m)	Velocidad media (m/s)	Densidad de potencia (W/m ²)	Horas equivalentes (horas/año)
80	8.4	531	4467

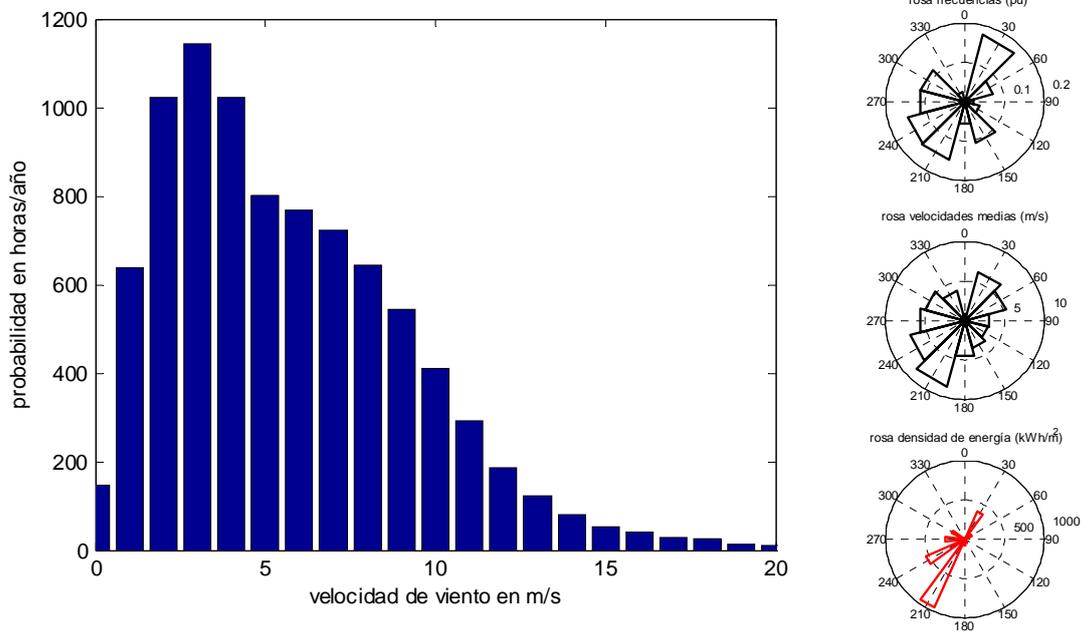


Ilustración 15: Histograma de viento y rosas de frecuencia, velocidades medias y de densidad de energía

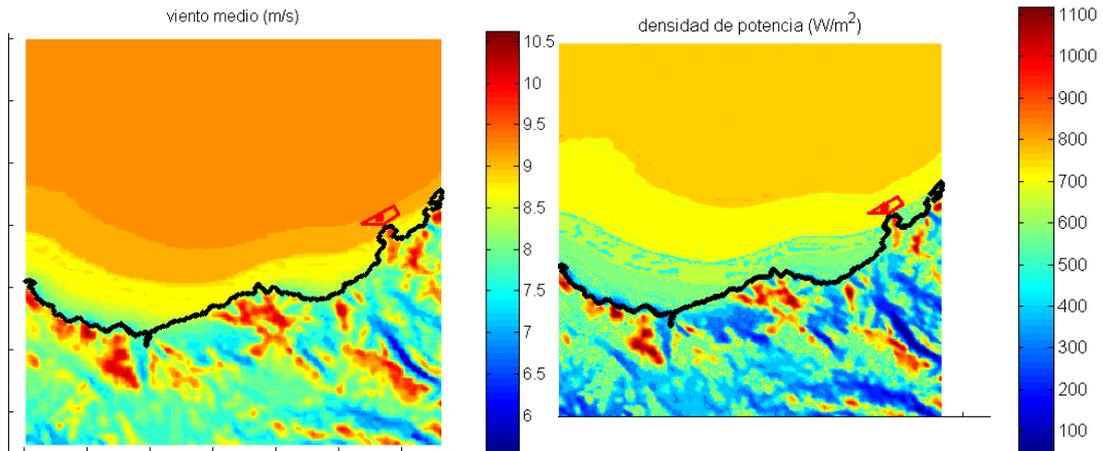


Ilustración 16: Velocidad media anual (m/s) y densidad de potencia (W/m²) a 80 m [3]

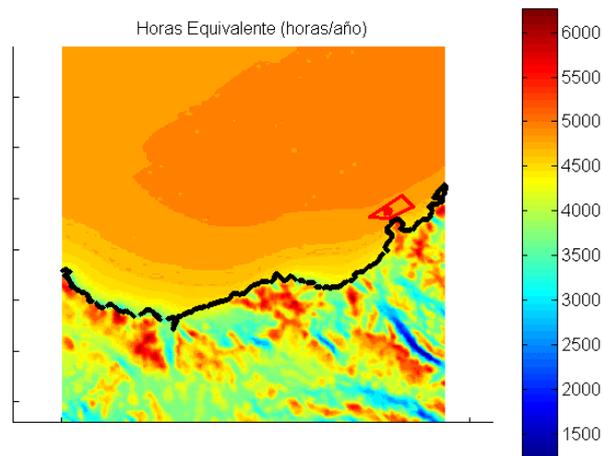


Ilustración 17: Producción anual de energía a 80m [3]

5. Infraestructura eléctrica existente en el entorno de la Plataforma Experimental de Generación Marina

En las proximidades del Puerto Exterior de la Coruña se encuentra la Subestación de Sabón (ver Ilustración 18), que está conectada a la red de transporte en el nivel de tensión de 220kV (ver Ilustración 19 e Ilustración 20). Además está conectada a la red de distribución de alta tensión en los niveles de 132kV y 66kV. Por último, está conectada a la red de distribución de media tensión a 15kV desde las que se da suministro a los centros de transformación de la zona. La subestación de Sabón es el parque eléctrico de la actual Central Térmica de Ciclo Combinado de Sabón (antigua central Térmica de Fuel-oil).



Ilustración 18: Subestación y Central Térmica de Sabón (fuente: Google Maps)



Ilustración 19: Esquema de la Red de Alta Tensión ($U \geq 66kV$) en el entorno de la subestación de Sabón

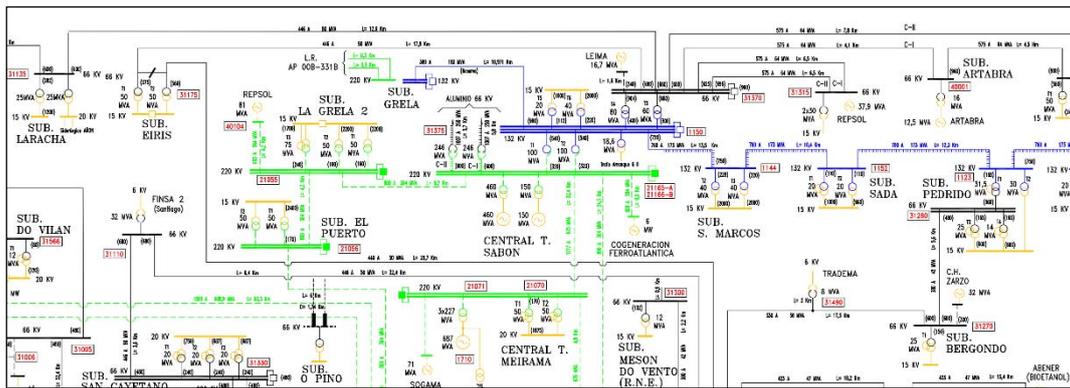


Ilustración 20: Esquema unifilar del entorno de la subestación de Sabón

5.1. Subestación de Sabón

La configuración de la subestación de Sabón (ver Ilustración 21) en el nivel de 220kV es de doble barra con cuatro salidas, de las que una están conectada en antena con la subestación particular de Ferroatlántica y las otras tres están conectadas a las subestaciones de la red de transporte de Grela2, Meirama y Mesón. De estas tres últimas subestaciones, la subestación de Mesón es la única que está conectada a la red de transporte de 400kV. Además, en las barras de 220kV están conectados los transformadores de los grupos de generación de la central térmica de ciclo combinado y los dos transformadores 220/66kV que alimentan mediante dos dobles circuitos cada uno a la fábrica de Alcoa.

En el nivel de 132kV la configuración de la subestación es de tres barras. En este nivel de tensión tiene dos salidas hacia la subestación Grela y un doble circuito hacia la subestación S. Marcos.

En el nivel de 66 kV tiene configuración de doble barra y hay siete salidas, que van a las subestaciones de Laracha, Eiris, Leima, S. Pedro, Ártabra y dos a la refinería de Repsol.

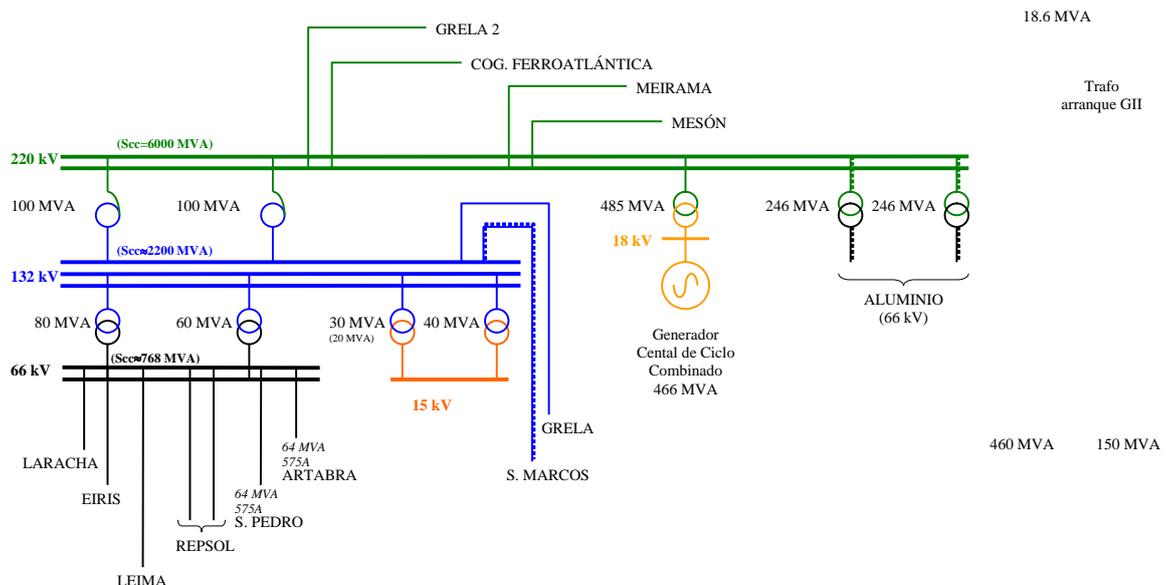


Ilustración 21: Esquema unifilar de la subestación de Sabón

5.2. Capacidad de conexión de generación en la subestación de Sabón

Según el informe de REE "Capacidad de conexión de generación de régimen especial en el Horizonte 2016 (Sept. 2012)" y sus correspondientes anexos, la capacidad de conexión para generación de régimen especial establecida como técnicamente aceptable en el horizonte H2016 para el nudo de Sabón de 220kV es de 450-500MW de generación eólica y de 50-100MW de generación no eólica. En la actualidad los límites mencionados están en revisión por parte de REE tras la aprobación del nuevo plan 2015-2020. Por otra parte, según la última información de REE los límites establecidos en el plan anterior se han superado ampliamente, estando prevista la instalación de 386 MW de eólica (2 MW en la red de distribución) y 348 MW (100 MW en la red de distribución) de otras tecnologías renovables. Por ello, para poder verificar la posibilidad de evacuación de los 20 MW previstos para la plataforma experimental será necesario esperar a la publicación de los nuevos límites por parte de REE.

Por otra parte, el Real Decreto 661/2007 en su Anexo XI indica que "*Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.*". Para verificar este límite, se ha de tener en cuenta que la potencia de cortocircuito en barras de 220kV es de aproximadamente 6000MVA. A partir de este valor se ha determinado la potencia de cortocircuito en barras de 132kV, que es de aproximadamente de 2200MVA y en barras de 66kV, que es aproximadamente de 768MVA. Por lo tanto, si se aplica el criterio mencionado el límite de generación a conectar más desfavorable correspondería al nivel de tensión de 66kV con un valor máximo de potencia de 38.4MVA, valor muy superior a los 20MW previstos para la Plataforma Experimental. Sin embargo, habría que considerar los 102 MW previstos para esta red y consultar a REE para verificar la viabilidad de evacuación de los 20 MW de la Plataforma Experimental.

5.3. Red de 66kV en el entorno del Puerto Exterior

Los circuitos de 66kV que conectan la subestación de Sabón con las de Ártabra, S. Pedro, Repsol y Edar cruzan, mediante líneas subterráneas, los terrenos del Puerto Exterior (ver Ilustración 22 e Ilustración 23). Estos circuitos están formados por dos lazos, uno lo forman Sabón-Ártabra-Edar-S.Pedro-Sabón y el otro es Sabón-Repsol-Sabón. Ambos lazos están instalados con configuración en dos dobles circuitos. Los lazos comparten los postes hasta las proximidades de Repsol (ver Ilustración 22), siguiendo en doble circuito hasta Ártabra el primero de los lazos. Esta configuración permite que cada las dos líneas entre Sabón y Repsol vayan sobre diferente doble circuito, aumentando la fiabilidad y la garantía de suministro en dichas instalaciones ante una contingencia. Las líneas de ambos circuitos están formadas por conductores de tipo 242-AL1/39-A20SA (LARL-280).

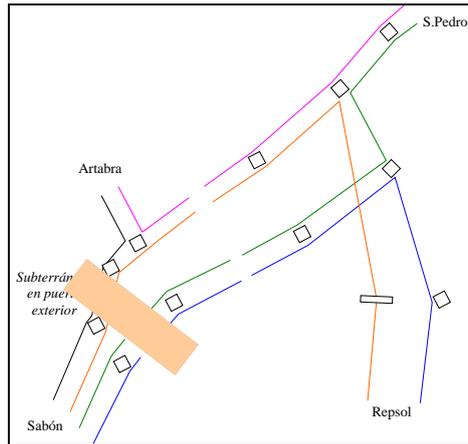


Ilustración 22: Esquema de la Red de 66kV en el entorno del Puerto Exterior



Ilustración 23: Imágenes de los pasos aéreo/subterráneo de las líneas de 66kV en el entorno del Puerto Exterior

6. Análisis preliminar de las alternativas de configuración de la red de evacuación de energía

En los apartados siguientes se van a describir las diferentes alternativas que se van a tener en cuenta para determinar la mejor configuración de la Plataforma Experimental. Para ello se van a plantear las posibles ubicaciones de la subestación, las posibles configuraciones, las opciones de conexión con la red de distribución, los niveles de tensión a emplear, la arquitectura de la red submarina, el tipo de conductores y su nivel de tensión,...

6.1. Ubicación de la subestación de la Plataforma Experimental

En la actualidad no hay infraestructura eléctrica en alta tensión en el Puerto Exterior, y no hay documentos de planificación oficiales que indiquen las previsiones de cómo va a ser en el futuro. Por otro lado, la Plataforma Experimental está pensada para el ensayo de equipos y prototipos de generadores marinos, esto implica que la conexión con ellos se hará en niveles de media tensión de hasta 33kV, que es el valor más alto empleado en este tipo de dispositivos. Por lo tanto es preciso construir una subestación elevadora desde dicho nivel de tensión a la tensión de la línea de conexión que será de 66kV o superior. La ubicación de la subestación de la Plataforma Experimental dependerá de múltiples criterios, pero tendrá que estar situada lo más cerca posible del área marina delimitada para los generadores. En la Ilustración 24 se presentan dos posibles ubicaciones, denominadas A y B:

- UBICACIÓN A, corresponde a terrenos del Puerto Exterior, y que deberían estar lo más próximos al norte, cerca de la unión del dique con la península de Punta Langosteira. Esta ubicación estaría situada a menos de 1km del área marina.

- UBICACIÓN B, corresponde con la zona de tierra más próxima al área marina. Tiene la ventaja de que la distancia al área es la menor posible, pero tiene el inconveniente de que está situada en la península de Punta Langosteira en una zona catalogada como zona de Servidumbre de Protección dentro de la zona de Dominio Público Marítimo Terrestre. Por lo tanto, la tramitación para su construcción, si se pudiese conseguir sería aparentemente más complicada.



Ilustración 24: Ubicaciones posibles de la subestación del Parque Experimental y zona de Servidumbre de Protección de la zona de Dominio Público Marítimo Terrestre

6.2. Conexión de la subestación de la Plataforma Experimental con la Red de Distribución

Dado que en la actualidad no hay infraestructura eléctrica en el Puerto Exterior, y no hay previsiones de cómo va a ser en el futuro, es preciso decidir cual es la opción más adecuada de conexión con la red de distribución existente en la zona. Las opciones a considerar son:

- V. Conexión a la red provisional existente en el Puerto Exterior.
- VI. Conexión con la subestación de Sabón mediante una nueva línea Sabón/Plataforma Experimental.
- VII. Conexión abriendo uno de los circuitos de 66kV que cruzan los terrenos del Puerto Exterior.
- VIII. Conexión en T sobre uno de los circuitos de 66kV que cruza el Puerto Exterior

A continuación se analizan en detalles las opciones planteadas.

I. Conexión a la red provisional existente en el Puerto Exterior

Se desconoce si la red actual en el Puerto Exterior tiene capacidad y un nivel de tensión adecuado para realizar dicha conexión. Atendiendo a la información disponible es improbable que esta solución sea viable. Para poder considerarla debería tenerse información más precisa.

II. Nueva línea Sabón/Plataforma Experimental

La construcción de una línea desde la Plataforma Experimental hasta la subestación de Sabón tendría parte de su trazado en los terrenos del Puerto Exterior, por lo que al menos en este tramo debería ser subterránea, mientras que el resto de la línea podría ser aérea (ver Ilustración 25). Su longitud sería de aproximadamente 3km, en función del punto de conexión en la subestación de Sabón, de los cuales 2km serían subterráneos dentro de los terrenos del puerto exterior.

La conexión mediante esta línea permitiría seleccionar el nivel de tensión a emplear de entre los existentes en la subestación de Sabón (66kV, 132kV o 220kV), y en consecuencia definiría la potencia de cortocircuito disponible en la subestación de la Plataforma Experimental (en Sabón es de 768MVA para 66kV, 200MVA para 132kV y 6000MVA para 220kV). En este caso la conexión podría ser en antena con una simple línea o mediante la instalación de un doble circuito con objeto de incrementar la fiabilidad de la conexión. La conexión en el nivel de 66kV requiere de un análisis de la capacidad actual en ese nivel de tensión de la subestación, ya que podrían requerir de ampliaciones o reformas en la subestación de Sabón incluyendo la posible instalación de algún transformador más.



Ilustración 25: Nueva línea Sabón/Plataforma Experimental

III. Conexión abriendo uno de los circuitos de 66kV que cruza el Puerto Exterior

Bajo los terrenos del Puerto exterior cruzan dos dobles circuitos en 66 kV, correspondientes a las líneas que conectan la subestación de Sabón con las de Ártabra, S. Pedro y las dos líneas a Repsol (Ilustración 26).



Ilustración 26: Lazo a Plataforma Experimental desde línea que cruza el Puerto Exterior

Teniendo en cuenta que las dos líneas que conectan Sabón con Repsol forman un lazo sin más subestaciones, debe suponerse que por fiabilidad y seguridad, no se podría conectar el Parque Experimental a ellas. Sería preciso por lo tanto hacerlo a cualquiera de las otras dos líneas, ya que ambas forman parte del mismo lazo (ver Ilustración 27). En este caso, sería necesario instalar un doble circuito subterráneo desde la subestación de la Plataforma Experimental, para poder cerrar de nuevo dicho lazo. Esto implicaría que la subestación del Parque Experimental tendría que tener instaladas dos posiciones de entrada en 66kV. La longitud de dicho doble circuito sería de aproximadamente 1.5km.

Esta configuración requiere realizar un análisis de la capacidad de dicho lazo y de la transformación en la subestación de Sabón, para garantizar que es factible realizar la conexión sin necesidad de realizar ampliaciones, repotenciaciones o reformas en el lazo.

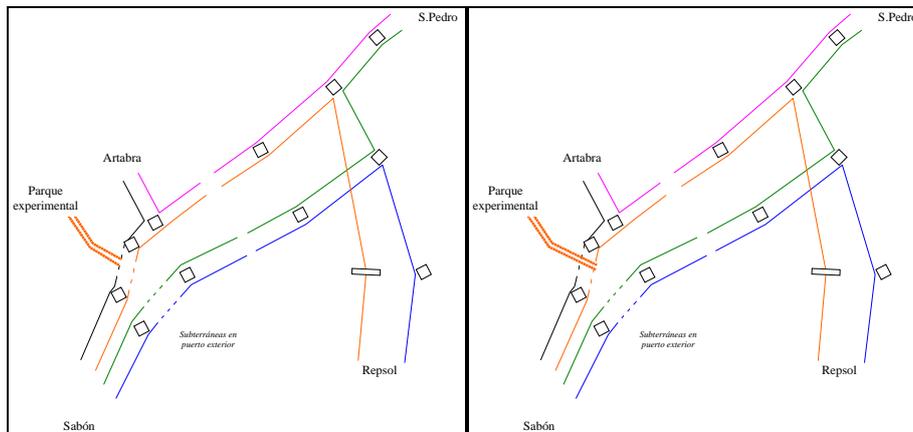


Ilustración 27: Conexión del Parque Experimental a la línea Sabón/Artabra (izquierda) o a Sabón/S. Pedro (ver derecha)

IV. Conexión en T sobre uno de los circuitos de 66kV que cruza el Puerto Exterior

Otra opción muy empleada es la conexión en antena mediante una configuración en T. Con esta configuración se reducen los costes de inversión, al emplear únicamente un cable, pero también se cambian las condiciones de trabajo del lazo. Esta conexión se puede realizar tanto sobre el tramo Sabón-Ártabra como sobre el tramo Sabón-S.Pedro (ver Ilustración 28). En este caso, sería necesario instalar un circuito simple subterráneo desde la subestación de la Plataforma Experimental, para poder cerrar de nuevo dicho lazo. Esto implicaría que la subestación del Parque Experimental tendría que tener instalada una posición de entrada en 66kV. La longitud de dicho circuito sería de aproximadamente 1.5km.



Ilustración 28: Conexión en T a línea que cruza el Puerto Exterior desde la Plataforma Experimental

Si la línea desde la subestación Experimental es aérea y se instala fuera de los terrenos del Puerto Exterior, realizando la conexión en T en las proximidades de la subestación de Ártabra, se puede reducir los costes de instalación (Ilustración 29).



Ilustración 29: Conexión en T a línea Sabón-Ártabra con línea aérea desde la Plataforma Experimental

6.3. Configuración de la Subestación de la Plataforma Experimental

La primera decisión que es preciso tomar sobre la subestación es si va a ser de intemperie o blindada. La solución más económica es que sea una subestación de intemperie, en la que únicamente las celdas de media tensión estén dentro de un edificio (ver Ilustración 30). La solución blindada tendría como ventajas principales, que su implica mucho menos espacio y que tendrá menos problemas de mantenimiento que la de intemperie, al ser el medio marino muy agresivo por la elevada salinidad. Un ejemplo próximo donde ya han surgido problemas por su proximidad al mar es la subestación de la EDAR de A Coruña.

Ilustración 30: Esquema de subestación con barra simple

Posiciones de entrada

Como se mencionó en el apartado anterior, la conexión a la red de distribución puede ser mediante una línea desde la subestación de Sabón, o mediante un doble circuito. Por lo tanto, en función del número de circuitos de alta tensión que lleguen a la subestación, esta tendrá 1 o 2 posiciones de entrada en el parque de la subestación. La configuración recomendada en cualquiera de los dos casos sería de simple barra (ver Ilustración 31 a Ilustración 33).

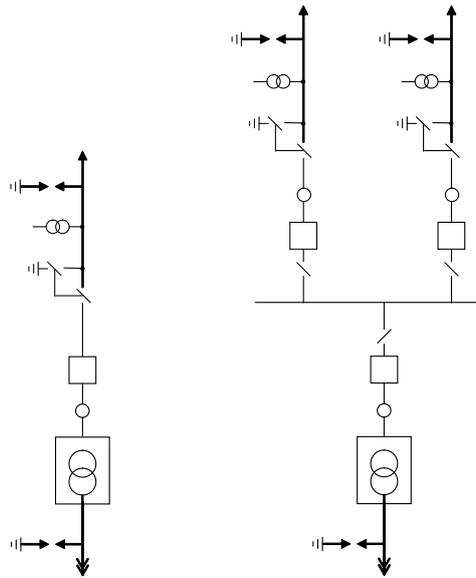


Ilustración 31: Esquema de subestación con 1 y con 2 posiciones de entrada

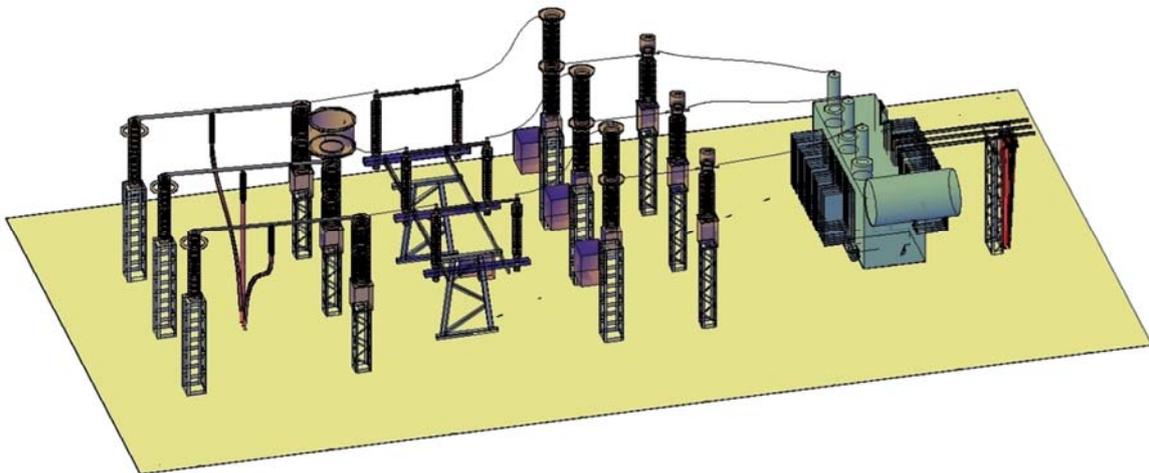


Ilustración 32: Ejemplo de subestación con 1 posición de entrada y una posición de transformación

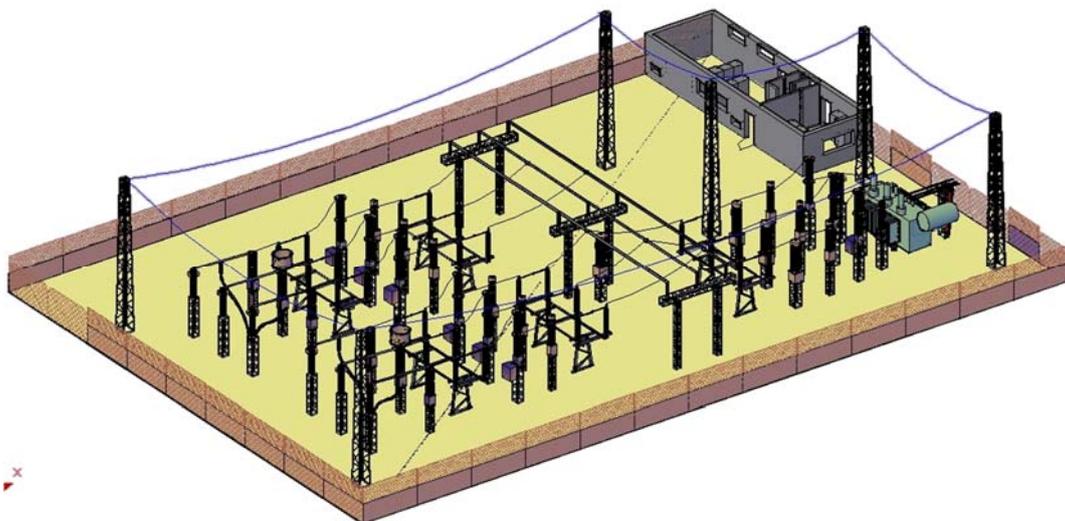


Ilustración 33: Ejemplo de subestación de barra simple con 2 posiciones de alta y 1 transformador

Posiciones de transformación

En relación a la posición de transformación AT/MT, dado que la potencia prevista para el parque es de 20MW, sería suficiente con instalar un transformador (ver Ilustración 31 e Ilustración 32).

Sin embargo, debería plantearse la opción de diseñar la subestación reservando espacio e instalando las infraestructuras mínimas para poder instalar en el futuro otro transformador AT/MT. Dado que el Plataforma Experimental va a estar dedicada al ensayo de equipos de generación marina que pueden ser de características y potencias muy diferentes, no conviene limitar las posibilidades de ampliación de las instalaciones de cara al futuro. Además, pueden existir fabricantes de generadores que prefieran emplear un nivel de tensión diferente al que se decida instalar en el transformador AT/MT principal y puedan optar por instalar provisionalmente un transformador adaptado a sus necesidades.

Por todo ello, se propone que la configuración del parque de alta tensión de la subestación disponga al menos de los siguientes elementos (Ilustración 34):

- 2 Posiciones de entrada para los circuitos de conexión a la red de distribución.
- Posición de barra simple
- Posición de primario de transformador principal AT/MT.
- Posición de primario de transformador provisional AT/MT, o al menos hasta el seccionador, para no afectar al resto de la subestación en caso de realizarse la ampliación.
- Espacio en intemperie reservado para transformador provisional AT/MT.

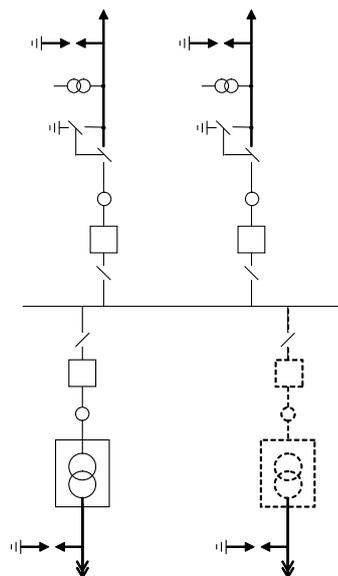


Ilustración 34: Esquema de subestación de barra simple con 2 posiciones de entrada, 1 posición de primario de transformador y seccionador para transformador provisional o futuro

Posiciones de media tensión

La instalación de las salidas de media tensión del transformador principal AT/MT y del provisional AT/MT es subterránea para poder entrar por la parte inferior a las celdas de protección situadas en el edificio de subestación. El edificio estará situado lo más próximo posible a los transformadores. Dentro del edificio se situarán las celdas de MT que estarán compuestas al menos por:

- 1 o 2 celdas de entrada: en función de si se ha seleccionado la configuración con transformador provisional AT/MT
- Celdas de medida: cuya función principal es la medida total de generación y facturación.
- Celda de protección del transformador de servicios auxiliares.
- Transformador de servicios auxiliares MT/BT: que se empleará para servicios auxiliares del centro de transformación y dará servicio al edificio de control de la Plataforma Experimental.
- Celdas de salida: se instalará una celda por cada uno de los circuitos submarino que van hasta el área marina.
- Celda de acoplamiento: es necesaria si se instala el transformador auxiliar AT/MT y se quieren separar los circuitos marinos entre ambos transformadores.
- Celda de compensación de reactiva
- Equipos de compensación de reactiva: estos equipos podrían estar instalados en el parque de intemperie.

En relación a la configuración de las posiciones de media tensión, debe aplicarse la misma filosofía que en alta tensión de posible ampliación de la instalación o de reconfiguración.

Se propone reservar espacio o instalar:

- Celda de protección de media tensión para posible transformador provisional MT/MT o MT/BT.
- Espacio para transformador de MT/MT para poder conectar algún circuito en media tensión con diferente tensión a la propia de la subestación.
- Espacio para transformador provisional de MT/BT que permita prototipos de generadores de pequeña escala en BT. Este espacio puede coincidir con el anterior.
- Espacio para cuadro de protección de salida del transformador provisional MT/BT.

6.4. Infraestructura eléctrica del Parque Experimental hasta los generadores

La infraestructura eléctrica necesaria para las instalaciones de la Plataforma Experimental se divide en las siguientes partes (Ilustración 35):

- Instalaciones de conexión de la Plataforma Experimental con la Red de Distribución.
- Instalaciones interiores de la Plataforma Experimental.
 - Instalaciones terrestres
 - Subestación
 - Circuitos desde subestación a línea de costa
 - Instalaciones marinas

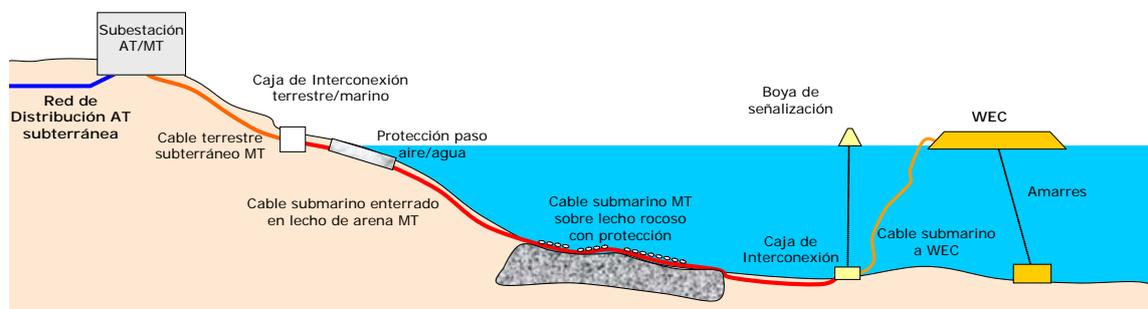


Ilustración 35: Esquema de la instalación eléctrica de la Plataforma Experimental

6.5. Trazado de los circuitos desde el Parque Experimental hasta los generadores

Los circuitos desde la subestación del Parque Experimental hasta los generadores marinos tendrán dos tramos claramente diferentes:

- Tramo terrestre, con tendido subterráneo y que parte desde la subestación hasta la línea de costa.
- Tramo submarino, que parte desde la línea de costa hasta los puntos de conexión de los generadores.

El paso del cable desde tierra al lecho marino se puede realizar en dos zonas diferentes (Ilustración 36):

- Al norte de la península de Punta Langosteira
- En el tramo del dique del Puerto Exterior más próximo a la península de Punta Langosteira

En la zona de tierra más próxima al área experimental, al norte de la península de Punta Langosteira, la costa está formada por acantilados que tienen más de 25m de altura, con escarpadas paredes de roca y que son muy batidas por las olas del mar. Por lo tanto, el paso

de cable hasta el lecho marino sería complicado, tanto desde el punto de vista de instalación como de protección para el período de su vida útil.

En caso de realizar el paso terrestre/marino en el dique del puerto, sería preciso mover los bloques de contención para realizar el paso y posteriormente volver a cubrirlo con los bloques.

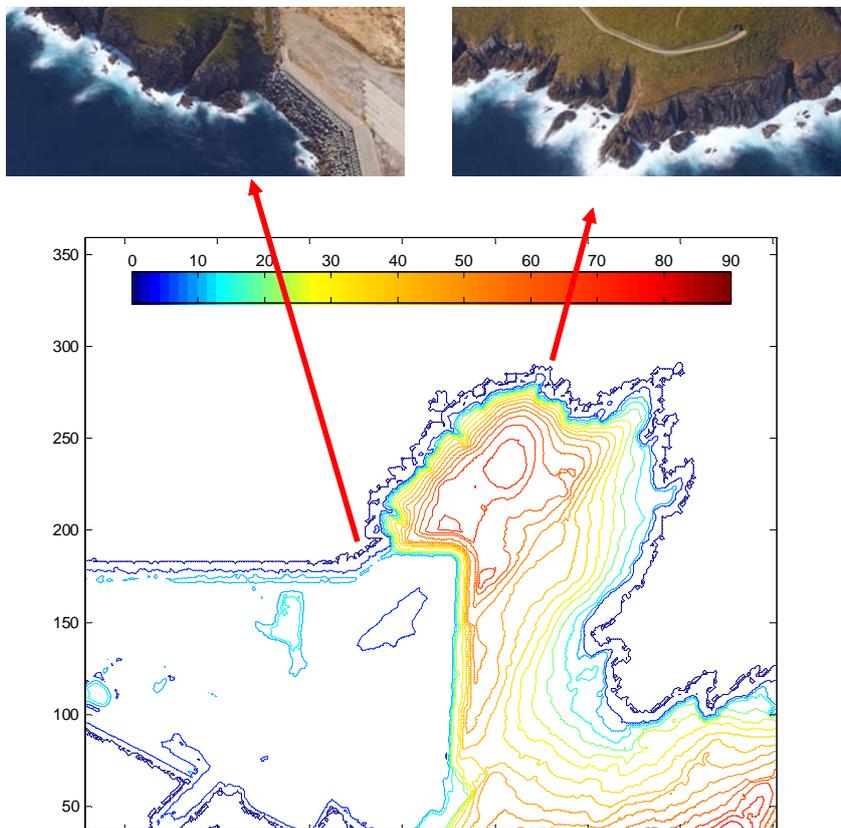


Ilustración 36: Posibles ubicaciones de los pasos terrestre/submarino de los cables

6.6. Paso del cable terrestre subterráneo a submarino

El tramo de transición terrestre/submarino debe ser subterráneo, o estar protegido mecánicamente, para evitar los daños que podrían provocar las olas al chocar con la costa, así como los movimientos debidos a las corrientes y las olas. Además, con ello se evita tanto el impacto visual como el riesgo para las personas que puedan circular por dicho tramo de costa.

Esta operación es una de las más complicadas de realizar en la Plataforma Experimental, por las características de la costa y por el oleaje existente en la zona.



Ilustración 37: Ejemplos de paso terrestre/submarino de los cables [1]

6.7. Tendido del cable en el lecho marino

La información disponible del lecho marino en el entorno de la plataforma experimental puede verse en la Ilustración 2. Según la fuente consultada el lecho de la plataforma es fundamentalmente rocoso o de arena, por lo que sería de interés establecer claramente el tipo de suelo para poder proyectar tendidos de cables y amarres.

La instalación de los cables en el lecho marino se realiza mediante barcos específicos que van posando los conductores sobre el fondo si este es rocoso o enterrado si el terreno es arenoso. Para fondos arenosos se emplean equipos (ver Ilustración 38) que van abriendo una zanja en la que introducen los conductores y posteriormente son recubiertos de nuevo con arena. Cuando los fondos son rocosos, se posan sobre este, y para evitar impactos o que se desplacen por culpa del movimiento del agua debido a corrientes o al oleaje, se cubren con mantas de hormigón u otros materiales (ver Ilustración 39). Tanto en la zona de la Plataforma Experimental como en el tramo que hay hasta la costa, el terreno es básicamente rocoso. Además, en el fondo del mar se produce movimiento del agua debido al tipo de olas y a la profundidad de la zona. Por lo tanto, es preciso añadir protección mecánica a los cables mediante mantas de hormigón o elementos similares.



Ilustración 38: Equipos para enterrar cables en fondo arenoso [capjet trenching system Nexans & ???]



Ilustración 39: Manta de protección de hormigón [Subsea Protection Systems & Pipeshield®]

En la Tabla 24 se presenta el número medio de horas al año en que se producen olas para los diferentes valores de altura significativa y período en el área de Punta Langosteira (GFS-27km). El área delimitada para la experimentación tiene profundidades entre 20m y 50m, y el tendido de cables desde la costa será por zonas con profundidades aun menores. En la Tabla 25 se presentan los resultados obtenidos a partir de los modelos matemáticos de movimiento de olas de las velocidades horizontales en un fondo del mar de 20m, para los mismos valores de altura significativa y período anteriores. Se puede observar que las velocidades máximas son inferiores a 3.5m/s para las olas predominantes, pero puede superar los 6m/s cuando se producen temporales. Sin embargo, estos valores se reducen rápidamente al aumentar la profundidad del mar. En la Tabla 26 se presentan las velocidades máximas para una profundidad de 50m, donde se puede observar que las velocidades se reducen casi a la tercera parte para los valores de olas más habituales.

El problema de los cables es que estas velocidades no son constantes, sino que oscilan de forma casi senoidal en una dirección y en la contraria con el mismo período que el de las olas que la provocan. Por lo tanto, si no se instalan sistemas de protección estarían sufriendo un arrastre constante que los podría dañar.

La dirección dominante de las olas es de NW y por lo tanto el sentido dominante de desplazamiento del agua en Punta Langosteira es NW-SE, por lo que los esfuerzos serán más importantes en aquellos tramos en los que los cables de los circuitos estén perpendiculares a dicha dirección.

Tabla 24 Horas anuales de olas en función de Hs-Tp en Punta Langosteira

h/año	Período (s)																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	5	19	48	32	28	27	22	10	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	1	35	238	351	280	473	480	528	302	187	70	32	14	10	4	2	2	1	0	0
3	0	0	0	0	30	212	264	233	296	413	398	407	249	127	51	15	6	8	6	2	0	0
4	0	0	0	0	0	6	41	113	80	181	190	341	219	131	51	21	9	3	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	2	5	20	55	67	142	174	113	93	29	9	2	1	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5	16	43	86	113	73	44	11	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	20	25	30	51	23	7	6	4	2	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	9	11	37	33	5	5	2	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	11	12	6	3	2	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	2	2	1	0	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	2	1	2	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0

Tabla 25 Velocidad máxima horizontal del agua en el fondo marino (20m)

v (m/s)	Período (s)																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0.02	0.10	0.22	0.32	0.40	0.47	0.51	0.54	0.57	0.59	0.60	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.65	0.66	0.66
2	0	0	0	0.04	0.20	0.43	0.65	0.81	0.93	1.02	1.08	1.14	1.17	1.21	1.23	1.25	1.27	1.28	1.30	1.31	1.31	1.32
3	0	0	0	0.06	0.30	0.65	0.97	1.21	1.40	1.53	1.63	1.70	1.76	1.81	1.85	1.88	1.90	1.92	1.94	1.96	1.97	1.98
4	0	0	0	0.08	0.40	0.86	1.29	1.62	1.86	2.04	2.17	2.27	2.35	2.41	2.46	2.50	2.54	2.57	2.59	2.61	2.63	2.64
5	0	0	0	0.10	0.50	1.08	1.61	2.02	2.33	2.55	2.71	2.84	2.94	3.02	3.08	3.13	3.17	3.21	3.24	3.26	3.29	3.30
6	0	0	0	0.12	0.60	1.29	1.94	2.43	2.79	3.06	3.25	3.41	3.52	3.62	3.69	3.76	3.81	3.85	3.89	3.92	3.94	3.97
7	0	0	0	0.14	0.70	1.51	2.26	2.83	3.26	3.57	3.80	3.97	4.11	4.22	4.31	4.38	4.44	4.49	4.53	4.57	4.60	4.63
8	0	0	0	0.16	0.79	1.72	2.58	3.24	3.72	4.07	4.34	4.54	4.70	4.82	4.93	5.01	5.08	5.13	5.18	5.22	5.26	5.29
9	0	0	0	0.18	0.89	1.94	2.90	3.64	4.19	4.58	4.88	5.11	5.29	5.43	5.54	5.63	5.71	5.77	5.83	5.87	5.91	5.95
10	0	0	0	0.01	0.20	0.99	2.15	3.23	4.05	4.65	5.09	5.42	5.68	5.87	6.03	6.16	6.26	6.34	6.42	6.48	6.53	6.57
11	0	0	0	0.01	0.22	1.09	2.37	3.55	4.45	5.12	5.60	5.97	6.25	6.46	6.63	6.77	6.89	6.98	7.06	7.12	7.18	7.23
12	0	0	0	0.01	0.25	1.19	2.58	3.87	4.86	5.58	6.11	6.51	6.81	7.05	7.24	7.39	7.51	7.61	7.70	7.77	7.83	7.89

Tabla 26 Velocidad máxima horizontal del agua en el fondo marino (50m)

v (m/s)	Período (s)																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	0	0	0	0	0.01	0.03	0.07	0.11	0.16	0.20	0.24	0.27	0.29	0.31	0.32	0.34	0.35	0.36	0.37	0.37	0.38	0.38
2	0	0	0	0	0.02	0.06	0.13	0.23	0.32	0.40	0.47	0.53	0.58	0.62	0.65	0.68	0.70	0.72	0.73	0.75	0.76	0.76
3	0	0	0	0	0.02	0.09	0.20	0.34	0.48	0.60	0.71	0.80	0.87	0.93	0.97	1.02	1.05	1.08	1.10	1.12	1.14	1.14
4	0	0	0	0	0.03	0.12	0.27	0.45	0.64	0.81	0.95	1.06	1.16	1.24	1.30	1.35	1.40	1.44	1.47	1.50	1.52	1.52
5	0	0	0	0	0.04	0.15	0.33	0.57	0.80	1.01	1.18	1.33	1.45	1.54	1.62	1.69	1.75	1.80	1.84	1.87	1.90	1.90
6	0	0	0	0	0.05	0.18	0.40	0.68	0.96	1.21	1.42	1.59	1.74	1.85	1.95	2.03	2.10	2.16	2.20	2.25	2.28	2.28
7	0	0	0	0	0.01	0.05	0.21	0.47	0.79	1.12	1.41	1.66	1.86	2.03	2.16	2.27	2.37	2.45	2.52	2.57	2.62	2.66
8	0	0	0	0	0.01	0.06	0.24	0.53	0.91	1.28	1.61	1.89	2.12	2.31	2.47	2.60	2.71	2.80	2.87	2.94	3.00	3.05
9	0	0	0	0	0.01	0.07	0.26	0.60	1.02	1.44	1.81	2.13	2.39	2.60	2.78	2.92	3.05	3.15	3.23	3.31	3.37	3.43
10	0	0	0	0	0.01	0.08	0.29	0.67	1.13	1.60	2.01	2.37	2.66	2.89	3.09	3.25	3.38	3.50	3.59	3.67	3.75	3.81
11	0	0	0	0	0.01	0.09	0.32	0.74	1.24	1.76	2.22	2.60	2.92	3.18	3.40	3.57	3.72	3.85	3.95	4.04	4.12	4.19
12	0	0	0	0	0.01	0.09	0.35	0.80	1.36	1.92	2.42	2.84	3.19	3.47	3.71	3.90	4.06	4.20	4.31	4.41	4.49	4.57

Otro requisito a tener en cuenta en el tendido submarino es la separación que se debe mantener entre los cables de los diferentes circuitos. En este punto se recomienda una separación mínima de 20m para facilitar las operaciones de mantenimiento de los circuitos, facilitando las operaciones de localización e izado a la embarcación en caso de ser necesario realizar operaciones de reparación en la cubierta del barco.

6.8. Topología de los circuitos submarinos de conexión con los generadores

En la planificación de redes eléctricas tanto en tierra como en el mar se realiza en base a criterios que minimicen el coste total, teniendo en cuenta principalmente los costes de inversión, los costes asociados a las pérdidas de energía eléctrica en los conductores a lo largo de la vida de explotación de la infraestructura y los costes asociados a la energía no suministrada (ENS) debido a fallos y averías. Además tendrán que cumplir un conjunto de restricciones técnicas como son los límites de capacidad de los conductores y equipos transformadores, los límites de caída de tensión máximos admisibles,...

Sin embargo, la Plataforma Experimental que se analiza en este documento está concebida principalmente para la instalación provisional y ensayo de generadores undimotrices. Esto implica que la red de conexión entre dichos generadores y la subestación en tierra tiene que ser diseñada teniendo en cuenta algunos criterios diferentes a los empleados al planificar otro tipo de redes de generadores marinos. Entre otros criterios, deben tenerse en cuenta los siguientes:

- La longitud de los circuitos
- La sección de los conductores

- La potencia de los generadores que se pueden instalar
- El entorno marino en el que van a estar instaladas y en la que hay que realizar las conexiones/desconexiones
- Los elementos de conexión necesarios entre los circuitos y los generadores
- La seguridad de la red
- La fiabilidad de la instalación

En relación a la fiabilidad, hay que tener en cuenta que en el área marina de la Plataforma Experimental se caracteriza por haber olas de gran dimensión un elevado número de días al año. Por lo tanto, los tiempos de reposición del servicio ante averías o el tiempo necesario para poder instalar y desinstalar generadores o conectar y desconectarlos de la red marina del parque son muy elevados comparados con otro tipo de instalaciones.

Esto va a determinar que se debe optar entre diferentes configuraciones (ver Ilustración 40):

- Arborescente
- En lazo

Además va a ser preciso definir el número de conexiones con tierra:

- 1 único circuito (implica configuración arborescente)
- Varios circuitos
 - Un circuito por generador en antena
 - Cada circuito con varios generadores en configuración arborescente
 - Cada circuito formando un lazo que se operaría en lazo abierto

Cada una de las configuraciones anteriores tiene ventajas e inconvenientes que van a determinar la mejor solución.

La configuración de un circuito para cada generador tiene la ventaja de ser la más sencilla de operar y la de mayor fiabilidad, así como para conexión/desconexión al ser independiente para cada generador. El principal inconveniente es que es la configuración que requiere mayor longitud de conductores a instalar.

Las restantes configuraciones tienen la ventaja de que se reduce la longitud total de conductores a instalar. Sin embargo, tienen el inconveniente de que es necesario optar por instalar equipos de maniobra y protección en el medio marino, o si se instalan únicamente en tierra implicará que las maniobras en un circuito afectarán a todos los generadores conectados en dicho circuito. Por lo tanto, la probabilidad de que un generador sufra interrupciones y pérdida capacidad de generación va a depender también de la configuración seleccionada.

La decisión entre las configuraciones va a depender en gran medida del número de puntos de conexión que se decidan instalar y de cual es la ubicación de cada uno de ellos.

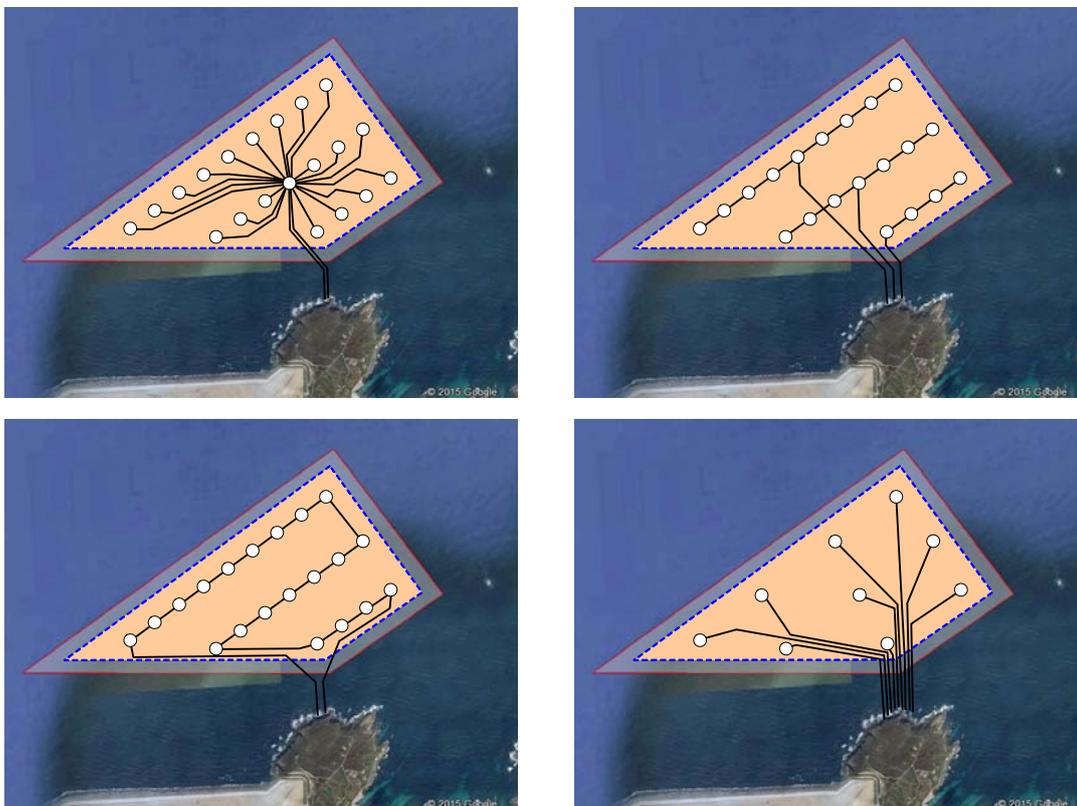


Ilustración 40: Ejemplos de topologías de los circuitos marinos

6.9. Nivel de tensión de los circuitos submarinos

La longitud de los cables submarinos va a ser inferior a 2.5km si son en antena, ya que es la distancia al punto más alejado del área reservada para la zona Experimental, y no llegaran a superar los 10km si la configuración es en lazo. Por lo tanto, los niveles de tensión a considerar para los circuitos marinos podrían estar comprendidos entre los 10kV y los 33kV.

Por otro lado, la potencia total prevista para la Plataforma Experimental es de 20MW, lo que implica que existen conductores en el mercado con capacidad para transportar toda la potencia con un único circuito de 33kV o con 2 circuitos de 20kV. En consecuencia, los criterios de capacidad y caída de tensión deben tenerse en cuenta para la planificación, pero no van a ser las principales restricciones que determinen el nivel de tensión a emplear.

Previo a determinar la solución óptima desde el punto de vista técnico, es conveniente tener en cuenta cuales son los niveles de tensión más habituales empleados por los fabricantes de generadores marinos existentes o de los prototipos que están en desarrollo. Aunque la mayoría de ellos son de potencias menores a 1MW y generan en baja tensión, si la potencia es elevada suelen incluir en el equipo un transformador elevador a una tensión

que suele ser de 11kV o de 33kV para su conexión a red. De todos modos, estos valores vienen determinados porque ese rango de tensiones también coincide con los valores los más habituales en las instalaciones de plataformas de ensayo existentes.

De todos modos, muchos desarrollos de prototipos comienzan con generadores a escalas menores de potencias inferiores a los 100kV. Es por ello que debería plantearse la opción de instalar un circuito marino en baja tensión que permita conectar este tipo de prototipos para poder ensayarlos en condiciones reales. Esto evitaría la instalación de transformadores elevadores en dichos prototipos, ya que podría ser un impedimento por sus dimensiones. Los niveles de tensión a considerar en este caso serían de 400V o 690V, y sería para puntos de conexión próximos a tierra.

6.10. Las tensiones empleadas en otras plataformas experimentales

Como se mencionó en el apartado anterior, en las diferentes plataformas experimentales existentes en el mundo o en fase de desarrollo, la tensión varía entre los 11kV y 33kV. Se pueden destacar entre otras las siguientes:

- EMEC (Islas Orkney, Escocia, UK): 11kV
- Wave Hub (Cornwall, Gales, UK): 11kV (transformador submarino) & 33kV
- Marine Institute (Galway, Irlanda): *desconocido*
 - Galway Bay Marine And Renewable Energy Test Site: 400V DC
 - Atlantic Marine Energy Test Site: *desconocido*
- SEM-REV (Site d'expérimentation en mer pour la récupération de l'énergie des vagues, Le Croisic, Francia) : 20kV
- Bimep (Biscay Marine Energy Platform, España): 13.2 kV (prevista)
- Santoña (Cantabria, España): 13.2kV
- AMETS (Atlantic Marine Energy Test Site, Belmullet, County Mayo, Irlanda): 10kV
- Maren Test Site (island of Runde, West-Norway): 22kV
- FORCE (Fundy Ocean Research Center for Energy Canada): 34.5kV
- PLOCAN (Plataforma Oceánica de Canarias, España): 13.2kV
- Ocean Plug, Zona piloto (Sao Pedro de Moel, Figueira da Foz, Portugal): *desconocido*
- Póvoa de Varzim, Portugal: *desconocido*
- Nissum Bredning Wave Energy Test Site (Dinamarca): *desconocido*
- DanWEC (Danish Wave Energy Center, Dinamarca): *desconocido*

- Wave Energy Test Site in Hawaii (USA): *desconocido*
- National Ocean Technology Center: Tianjin(Dawanshan, Guangdong, China): *desconocido*

En relación a la topología empleada en todas ellas es radial, con circuitos separados desde la subestación situada en tierra, si bien hay alguna que plantea un transformador 33/11kV submarino en cada punto de conexión. Por último, el número de circuitos de dichas plataformas varía entre 1 y 8.

6.11. Tipo de cables de los circuitos submarinos

Los conductores que se pueden emplear en el tendido submarino van a venir definidos por múltiples variables:

- Nivel de tensión
- Topología de la red (radial, en bucle,...)
- Tipo de conexión (en superficie o sobre lecho marino)
- Tipo de tendido (enterrado, sobre lecho, entre aguas,...)
- Parámetros del cable (R, X, C, ...)
- Tipo de aislamiento (apantallamiento, blindaje, ...)
- Material conductor (Cu, Al)
- Potencia máxima a generar en el circuito
- Capacidad del conductor
- Número de conductores por cable (unipolares, multipolares,...)
- Caída de tensión
- Pérdidas eléctricas
- Comportamiento y función (estáticos, dinámicos, umbilicales,...)

Los cables que se emplean en el medio marino requieren unos requisitos mecánicos y de protección contra los agentes del medio que los hace específicos para este tipo de instalaciones. Los principales fabricantes de cables submarinos en media tensión son:

- Prysmian
- Nexans
- ABB
- General Cable
- Caledonian (Addison)

- AEI

Aunque el mercado de los conductores submarinos ha crecido de forma importante en los últimos años, debido principalmente al desarrollo de parques eólicos offshore, la variedad de tipos de conductores no es tan grande como puede ser para las instalaciones de tierra. Esto va a implicar que puede ser preciso seleccionar cables de un nivel de tensión de aislamiento superior a la tensión nominal de trabajo por no existir la sección necesaria en dicho nivel de tensión. Si el nivel de tensión elegido es bajo, no es posible transportar grandes potencias, o las caídas de tensión y pérdidas en el conductor son elevadas debido a la longitud de la línea.

6.12. La conexión de los prototipos en el mar

Los generadores de olas pueden ser equipos instalados sobre la superficie del agua, equipos en aguas intermedias o equipos instalados en el fondo del mar, pero en todos los casos, anclados al fondo. Esto implica que se debe analizar si la conexión entre los generadores y los circuitos marinos se va a realizar:

- En la superficie: el punto de conexión estaría instalado en boyas situadas en los posibles puntos de conexión, y podrían disponer de un elemento de corte (seccionador).
- Submarina: la conexión se realizaría en el fondo del mar mediante un conector adecuado.

La opción de superficie podría ser la más cómoda desde el punto de vista del usuario que quiere ensayar su generador undimotriz, sin embargo, la opción submarina tiene la ventaja de que se reducen los esfuerzos de los cables y se simplifica la instalación a realizar por punto de conexión. El mantenimiento de las instalaciones será menor si aquellas áreas en las que durante largos períodos no hay generador instalado el cable está en el fondo, ya que sufrirá muchos menos esfuerzos y tendrá muchas menos averías debido al oleaje.



Ilustración 41: Ejemplos de conectores de cables marinos

7. Propuesta del número y disposición de los polígonos de explotación para los generadores

El número de polígonos propuesto para la Plataforma Experimental es de 7, tal y como se muestra en la Ilustración 42. Teniendo en cuenta que la dirección dominante de las olas es NW, se propone una distribución en dos filas. La dimensión de cada polígono sería cuadrada, de aproximadamente 500m de lado. Dado que la zona delimitada no es rectangular, hay dos polígonos con geometría triangular. Con esta configuración solamente 3 polígonos podrán sufrir problemas de estelas o atenuación debida a los generadores de los polígonos situados a su NW. De todos modos, estos efectos serán despreciables en la mayoría de los casos debido a que la distancia entre generadores será de 500m.

Se podrían instalar más generadores en cada fila reduciendo la distancia entre ellos. Sin embargo, dados los elevados costes asociados a la instalación de los circuitos eléctricos a cada polígono, y teniendo en cuenta que es una plataforma de ensayo de equipos y prototipos que estarán instalados de forma provisional, se ha considerado una solución razonable. Es decir, el objetivo no es maximizar la producción de energía para la zona de la plataforma, o buscar la solución óptima desde el punto de vista económico, ya que no es un parque de generación destinado a la venta de energía.

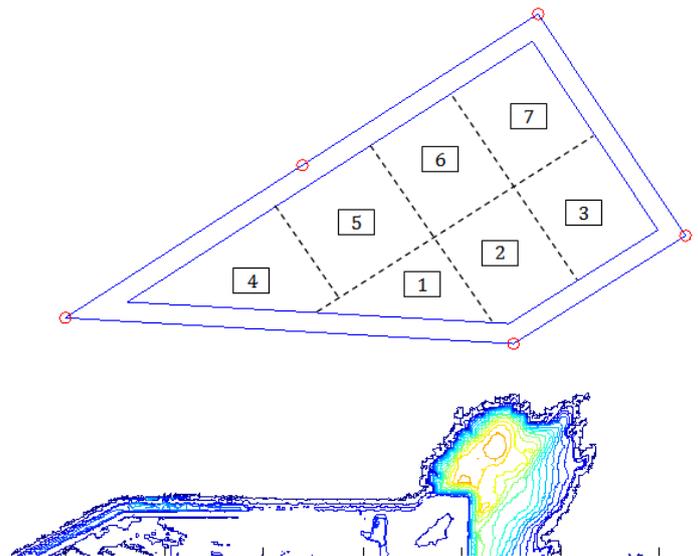


Ilustración 42: Disposición de los 7 polígonos en la Plataforma Experimental

Los polígonos 1 y 4 tienen una geometría más irregular que los restantes y pueden ser reservadas para ensayos de equipos que puedan requerir una disposición diferente.

Los polígonos 1, 2 y 3 son los más próximos a la costa, por lo que serían los más adecuados para ensayar equipos que vayan instalados en el fondo, ya que la profundidad está en torno a los 20-30m.

Los polígonos 4 a 7 tienen profundidades que llegan a los 50m y elevado recurso eólico. Por lo tanto, además del ensayo de generadores undimotrices, también son propicios para

ensayar aerogeneradores offshore con soportes (jackets) de alta profundidad (ver Ilustración 43).



Ilustración 43: Jacket construido en Navantia-Fene (fuente: Navantia)

7.1. Propuesta de polígonos que admitan generadores de baja tensión

El polígono 1 es el que está situado más cerca de la subestación, con una distancia en torno a los 800m. Además es una zona de menor profundidad que las restantes, con un valor medio de 30m. Por lo tanto, puede plantearse como el polígono en el que se pueda conectar en baja tensión para el ensayo de prototipos de pequeña escala o de baja potencia, dado que las caídas de tensión estarían en niveles asumibles. Lo más adecuado sería instalar el mismo conductor que para el resto de los polígonos, con una tensión de aislamiento de media tensión, de modo que también se pueda emplear con generadores de media tensión, cambiando únicamente desde la subestación el nivel de tensión en el conector de dicho polígono. Con la instalación de un transformador MT/BT en cabecera de dicho circuito se podrían ensayar este tipo de prototipos.

8. Topologías propuestas para la conexión entre la subestación y los polígonos de explotación

Se proponen dos configuraciones diferentes para el trazado de la red submarina de la Plataforma Experimental. La primera configuración consiste en instalar un circuito independiente por cada una de las áreas de generación, partiendo desde la subestación situada en tierra, tal y como puede verse en Ilustración 44.

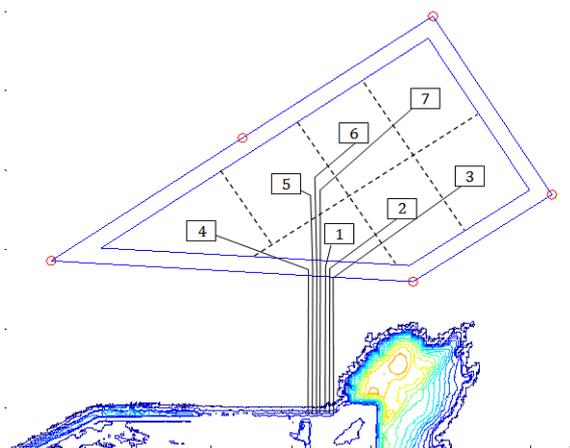


Ilustración 44: Configuración con 7 circuitos submarinos desde la subestación

La segunda configuración propuesta (ver Ilustración 45) se basa en instalar un centro de reparto sobre un jacket situado en el centro de las áreas de generación (ver Ilustración 46 e Ilustración 47), al que llegarían dos líneas procedentes de la subestación situada en tierra. Desde el centro de reparto se instalaría un circuito hacia cada una de las siete áreas de generación.

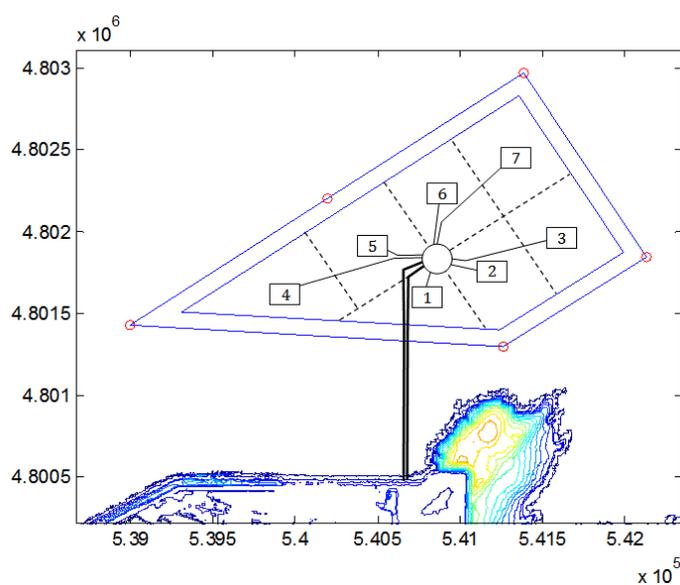


Ilustración 45: Configuración con 2 líneas principales hasta el jacket y 7 circuitos submarinos

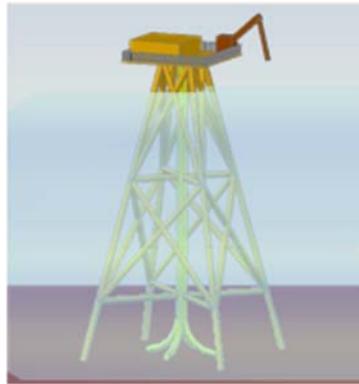


Ilustración 46: Jacket con centro de reparto situado en el área marina



Ilustración 47: Centro de reparto situado en un jacket instalado en el mar

La primera propuesta implica unos 14km de cables submarinos, mientras que la segunda tendría en torno a 8km. Por lo tanto la primera implica un sobrecoste debido a que se necesitan 6km de cable más que en la segunda, frente al coste de instalar el jacket en el mar con el centro de reparto. Además, la segunda permitiría que ante posibles ampliaciones futuras en el número de circuitos, sería mucho más fácil y barato hacerlos que en el primer caso, que requeriría nuevos circuitos desde tierra. El problema es que la configuración con centro de reparto requiere cables de mayor capacidad para los tramos desde la subestación hasta el jacket, ya que tienen que transportar mayor potencia. Esta sección va depender del nivel de tensión empleado en la red.

Atendiendo a cuestiones económicas, pequeñas variaciones en el precio del cable y su instalación en lecho marino puede implicar que sea mejor una u otra configuración. Hay que tener en cuenta que la instalación de cable submarino tiene una componente en el precio muy alta asociada al tendido debido entre otras cosas al tipo de embarcación y maquinaria empleada, a los tiempos muertos que la embarcación no puede trabajar por el mal estado del mar... Además, en el paso de los cables desde tierra al mar, que es una de las fases más complicadas y costosas, se puede reducir de 7 cables a 2 con los consiguientes ahorros de tiempo de ejecución y económicos.

En el caso de instalar un jacket con un centro de reparto, hay que tener en cuenta que hay industria en Galicia con capacidad para fabricarlo, y sirve como ejemplo los jackets contruidos por Navantia para generadores eólicos offshore. Dada la cercanía de la industria Gallega especializada en construir este tipo de equipamientos al Puerto Exterior, puede hacer que los costes de construcción, traslado e instalación en la Plataforma Experimental puedan llegar a ser inferiores que los del tendido de todos los cables de la primera configuración.

Por otro lado, desde el punto de vista de la fiabilidad es mejor la solución con centro de reparto. En este caso la energía no suministrada, los tiempos de reposición,... se reducen de forma apreciable ya que las líneas desde la subestación de tierra al centro de reparto permiten cambiar la generación de una a la otra, si se produce un fallo en ese tramo.

9. Selección de conductores

9.1. Selección de los conductores de conexión a la red de distribución

Los conductores que se propone emplear para la conexión de la Plataforma Experimental a la red de distribución deben ser los establecidos por la compañía distribuidora de la zona, y que en este caso corresponde a Gas Natural Fenosa Distribución. Si la configuración propuesta es aérea o tiene tramos aéreos, el conductor a emplear será del tipo LARL 280 HAWK, similar al empleado en el lazo Sabón-Ártabra-Edar-S.Pedro-Sabón. Si la configuración es subterránea o tiene tramos subterráneos el conductor a emplear será del tipo HERSATENE SINAGUA RHZ1 36/66 KV 1X630 K AL+H130, similar al empleado en los tramos subterráneos del lazo anterior.

9.2. Selección de los conductores de los circuitos submarinos

A la hora de seleccionar el conductor a instalar para los circuitos submarinos se debe optar por una estrategia adecuada al tipo de instalación propio de una plataforma de ensayo de múltiples tecnologías, potencias y niveles de tensión. Por lo tanto, se deben aplicar los siguientes criterios:

- Dimensionar los conductores para poder conectar generadores de elevada potencia en cualquiera de los circuitos.
- Dimensionar los conductores para tensiones elevadas aunque sea superior al nivel de tensión de la red, ya que su sustitución es complicada y costosa, mientras que la conexión en niveles de tensión menores a su nominal es factible.
- El incremento de coste de los conductores al incrementar su sección representa un porcentaje bajo frente a los costes totales de las líneas submarinas. Por lo tanto, es mejor emplear conductores de tensión de operación y capacidad elevada.
- Los cables deben tener conductor de fibra óptica para las comunicaciones.

En Tabla 27 a Tabla 30 se presentan los principales parámetros eléctricos de los cables de Nexans para tensiones nominales de 10, 20 y 33kV. El rango de secciones para 10kV y 20kV va desde 50mm² a 240mm² mientras que para 33kV va desde 95 mm² a 800mm². En la Ilustración 48 y en la Ilustración 49 se representan algunos de estos parámetros frente a la sección. Se puede observar que parámetros como la inductancia, capacidad, intensidad máxima y potencia máxima varían de forma apreciable con la sección y con el nivel de tensión.

Tabla 27 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV

Section (mm ²)	95	120	150	185	240
Operating voltage (kV)	33				
Maximum operating voltage (kV)	36				
Max. DC resistance of conductor at 20°C (Ohm/km)	0.193	0.153	0.124	0.0991	0.0754
A.C. Conductor resist. 50Hz and at 90 °C (Ohm/km)	0.247	0.196	0.159	0.127	0.0976
Nominal inductance (mH/km)	0.421	0.408	0.394	0.38	0.363
Nominal phase capacitance (µF/km)	0.167	0.181	0.194	0.208	0.231
Charging current max. (A/km)	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4
Maximum electric stress (kV/mm)	3.8	3.6	3.4	3.3	3.2
Permissible short circuit current conductor 1s (kA)	14	17	21	26	34
Permissible short circuit current screen 1s (kA)	3.2	3.2	5.0	5.0	5.0
Grounding type	Solid bonding				
Load factor	1				
Thermal soil resistivity wet zone (K*m/W)	0.7				
Permissible current rating when buried (A)	352	399	446	502	581
Permissible transmission capacity, buried (MVA)	20	23	25	28	33

Tabla 28 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV (continuación)

Section (mm ²)	300	400	500	630	800
Operating voltage (kV)	33				
Maximum operating voltage (kV)	36				
Max. DC resistance of conductor at 20°C (Ohm/km)	0.0601	0.047	0.037	0.028	0.022
A.C. Conductor resist. 50Hz and at 90 °C (Ohm/km)	0.0786	0.0625	0.0338	0.0406	0.0338
Nominal inductance (mH/km)	0.351	0.336	0.321	0.313	0.302
Nominal phase capacitance (µF/km)	0.248	0.276	0.317	0.336	0.371
Charging current max. (A/km)	1.5	1.7	1.89	2.01	2.22
Maximum electric stress (kV/mm)	3.2	3	3.1	2.9	2.8
Permissible short circuit current conductor 1s (kA)	43	57	71.6	90.3	114.6
Permissible short circuit current screen 1s (kA)	5.0	6.9	6.9	6.9	6.9
Grounding type	Solid bonding				
Load factor	1				
Thermal soil resistivity wet zone (K*m/W)	0.7				
Permissible current rating when buried (A)	652	726	811	904	993
Permissible transmission capacity, buried (MVA)	37	41	46	52	57

Tabla 29 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 12/20 (24)kV

Section (mm ²)	50	70	95	120	150	185	240
Operating voltage (kV)	20						
Maximum operating voltage (kV)	24						
Max. DC resistance of conductor at 20°C (Ohm/km)	0.387	0.268	0.193	0.153	0.124	0.0991	0.0754
A.C. Conductor resist. 50Hz and at 90 °C (Ohm/km)	0.49	0.34	0.25	0.2	0.16	0.13	0.1
Nominal inductance (mH/km)	0.44	0.41	0.4	0.38	0.37	0.35	0.34
Nominal phase capacitance (µF/km)	0.18	0.2	0.22	0.24	0.26	0.28	0.31
Permissible short circuit current conductor 1s (kA)	7.1	10	13.6	17.1	21.4	26.5	34.3
Permissible short circuit current screen 1s (kA)	3.3	3.3	3.3	3.3	5.1	5.1	5.1
Grounding type	Solid bonding						
Load factor	1						
Thermal soil resistivity wet zone (K*m/W)	1						
Permissible current rating when buried (A)	199	243	292	328	364	408	467
Permissible transmission capacity, buried (MVA)	7	8	10	11	13	14	16

Tabla 30 Características eléctricas de conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 06/10 (12)kV

Section (mm ²)	50	70	95	120	150	185	240
Operating voltage (kV)	10						
Maximum operating voltage (kV)	12						
Max. DC resistance of conductor at 20°C (Ohm/km)	0.387	0.268	0.193	0.153	0.124	0.0991	0.0754
A.C. Conductor resist. 50Hz and at 90 °C (Ohm/km)	0.49	0.34	0.25	0.2	0.16	0.13	0.1
Nominal inductance (mH/km)	0.41	0.38	0.37	0.35	0.34	0.33	0.32
Nominal phase capacitance (µF/km)	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.42	0.47
Permissible short circuit current conductor 1s (kA)	7.1	10	13.6	17.1	21.4	26.5	34.3
Permissible short circuit current screen 1s (kA)	3.3	3.3	3.3	3.3	5.1	5.1	5.1
Grounding type	Solid bonding						
Load factor	1						
Thermal soil resistivity wet zone (K*m/W)	1						
Permissible current rating when buried (A)	199	241	288	327	363	405	464
Permissible transmission capacity, buried (MVA)	3	4	5	6	6	7	8

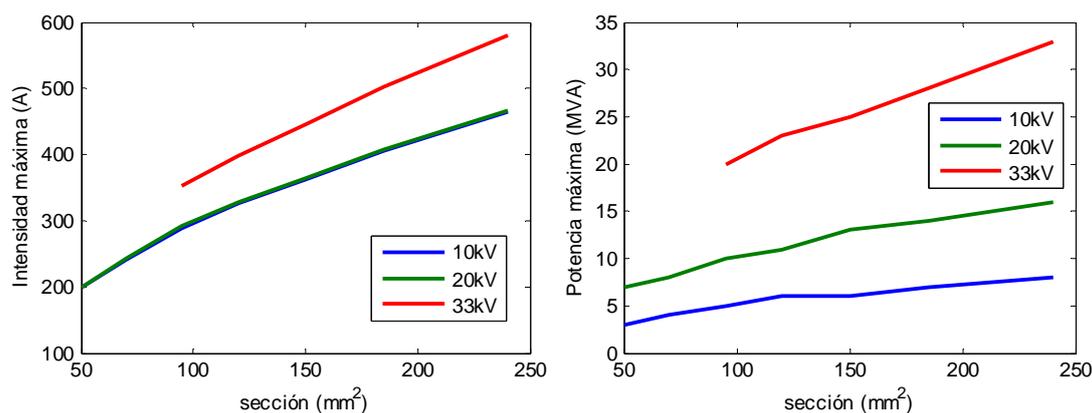


Ilustración 48: Corriente y potencia máxima de los conductores Nexans en función de la sección y la tensión nominal

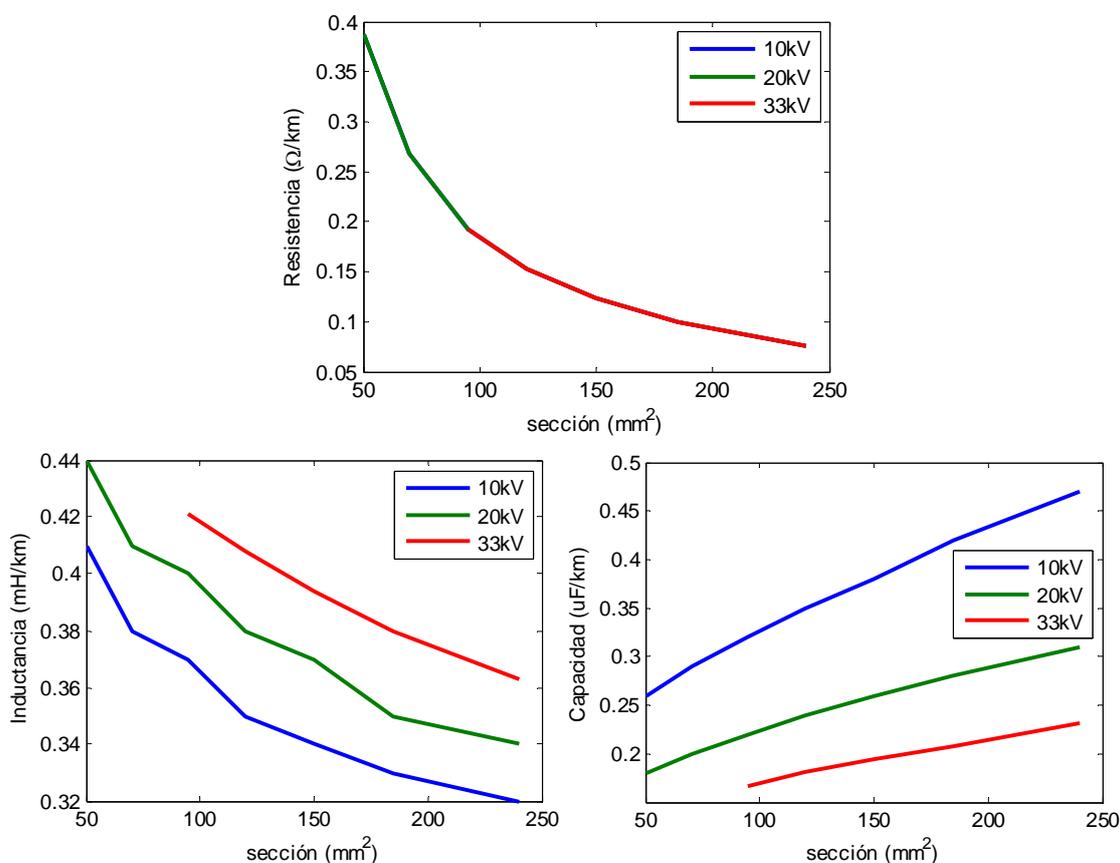


Ilustración 49: Resistencia, Inductancia y Capacidad de los conductores Nexans en función de la sección y la tensión

Se puede observar en la Ilustración 50 que para transportar la máxima potencia la Plataforma (20MVA) desde los generadores con un único circuito, es preciso emplear conductores de la gama de 33kV de tensión nominal, ya que son los únicos con capacidad suficiente para transportar toda esa potencia con un único conductor. Si el nivel de tensión empleado es de 33kV, el conductor tendrá que tener una sección superior a 95mm², mientras que a 20kV el cable debe tener una sección igual o superior a 240mm² y de nivel de aislamiento de 36kV. Si se quiere un nivel de tensión nominal de 10kV, sería preciso instalar un doble circuito con dos conductores de 240mm² cada uno de nivel de aislamiento

36kV, ya que atendiendo a las especificaciones de la Tabla 28, el conductor de 800 mm², que es el de mayor sección para este nivel de tensión, tiene una intensidad máxima admisible de 993A, que es inferior a los 1155A que podrían llegar a circular.

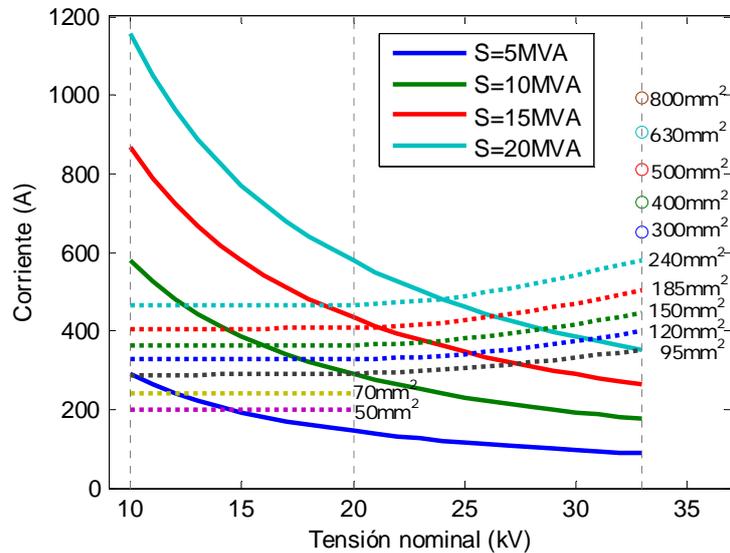


Ilustración 50: Corriente de línea con diferentes cargas y corrientes máximas de conductores de diferente sección y nivel de tensión de aislamiento

10. Propuesta de configuración de la subestación

10.1. Configuración de la subestación

La configuración propuesta para la subestación es con 2 posiciones de entrada, barra simple y 2 posiciones de transformador (Ilustración 51 e Ilustración 52). Los componentes principales son:

- 2 posiciones de entrada, una para la línea de Sabón y la otra para la línea de Ártabra. Cada una de ellas está compuesta por los siguientes elementos:
 - Pararrayos
 - Transformador de tensión capacitivo
 - Bobina de bloqueo
 - Seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Interruptor automático
 - Transformador de intensidad
- Posición de barra simple, compuesta por
 - 2 Seccionadores de conexión de posiciones de entrada
 - 2 Seccionadores de conexión de posiciones de transformador
 - Transformador de tensión inductivo
- 1 o 2 Posiciones de primario de transformador
 - Transformador de tensión inductivo
 - Transformador de intensidad
 - Interruptor automático
 - Pararrayos
- 1º 2 Posiciones de transformación
 - Transformador de AT/MT (20MVA) de 66/33kV y/o 66/11kV
 - Pararrayos MT

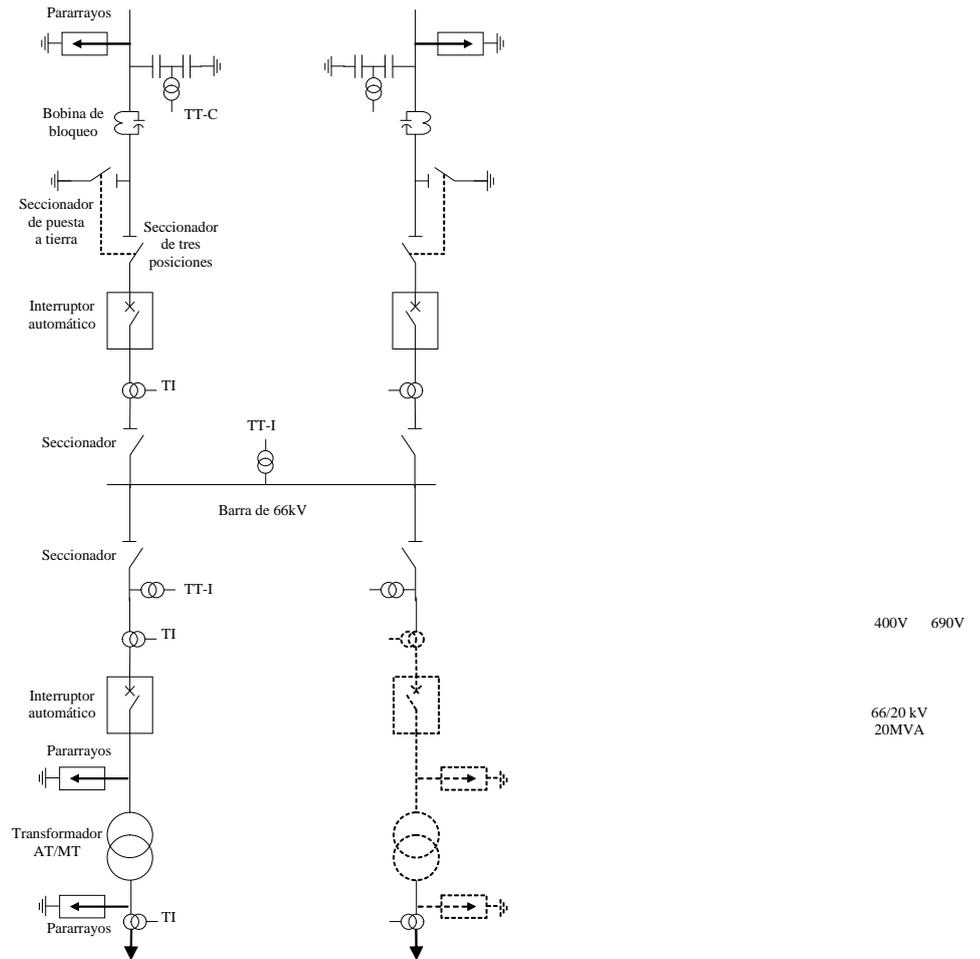


Ilustración 51: Configuración de la subestación de la Plataforma Experimental

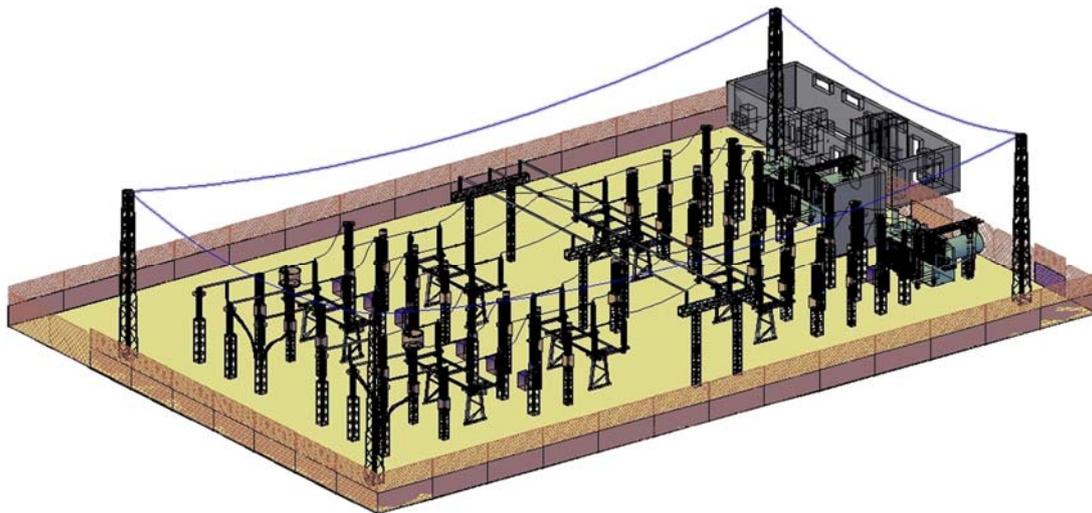


Ilustración 52: Subestación de barra simple con 2 posiciones de alta y 2 transformadores

10.2. El transformador AT/MT de la subestación

La decisión de que transformador se instala en la subestación viene determinada por múltiples variables, pero la principal es el nivel de tensión que se quiere en los circuitos submarinos. Los parámetros básicos del transformador serán:

Tabla 31 Parámetros básicos del transformador en función de la relación de transformación

Relación de transformación	66/11	66/20	66/33
Potencia nominal (MVA)	20 - 25		
Configuración	YNyn0		
Refrigeración	ONAN/ONAF		
Nivel de aislamiento del 1º (kV)	72.5		
Nivel de aislamiento del 2º (kV)	12	24	36
Tensión de cortocircuito (%)	8 - 9	8.5 - 10	12- 13
Regulación en carga (tomas)	21		

10.3. Configuración radial con celdas de MT en subestación

La propuesta de configuración de las celdas de media tensión es la siguiente:

- **Celda de transformador principal:** formada por simple barra, interruptor automático, seccionador de tres posiciones, y con motorización del interruptor y del seccionador. Además tendrá transformadores de tensión e intensidad para medida.
- **Celda de transformador provisional:** formada por simple barra, interruptor automático, seccionador de tres posiciones, y con motorización del interruptor y del seccionador. Además tendrá transformadores de tensión e intensidad para medida.
- **Celda de transformador de servicios auxiliares:** formada por simple barra, interruptor-seccionador de tres posiciones, con fusibles de acción individual sobre interruptor, y con motorización del interruptor.
- **Celdas de salida de circuitos 2, 3, 6 y 7:** formadas por simple barra, interruptor automático, seccionador de tres posiciones, y con motorización del interruptor y del seccionador.
- **Celdas de salida de circuitos 1, 4 y 5:** formadas por doble barra, interruptor automático y 2 seccionadores de tres posiciones (para cada barra) con enclavamiento, y con motorización del interruptor y de los seccionadores.
- **Celda de transformador provisional MT:** formada por simple barra, interruptor-seccionador de tres posiciones, con fusibles de acción individual sobre interruptor, y con motorización del interruptor.

- **Celda de remonte:** para circuito de salida del transformador provisional MT y conexión a 2ª barra de la celda de circuito 1.
- **Cuadro de protección de BT de transformador:** incluye las protecciones de BT para conexión de generador, en el caso de que el transformador MT sea MT/BT. En el caso de que el transformador instalado sea MT/MT, este cuadro no sería necesario, conectándose directamente a la celda de remonte.

El objetivo de que todos los seccionadores estén motorizados es poder controlar la maniobra de dichos elementos de protección desde el centro de control.

Si no es posible realizar las medidas de corriente y tensión en las celdas de transformador, sería preciso instalar sendas celdas de medida para cada uno de los dos transformadores AT/MT.

La configuración radial propuesta permite las siguientes configuraciones:

- Los 7 circuitos conectados a la barra 1, correspondiente al transformador principal en MT.
- El circuito 1 conectado al transformador provisional MT/BT para conexión de generadores en BT.
- Los circuitos 4 y/o 5 conectados a la barra 2, correspondiente al transformador provisional AT/MT, que puede tener una tensión de MT diferente a la del transformador principal

Por lo tanto, se podrían tener instalados generadores undimotrices en 3 niveles de tensión diferentes en MT o 2 en MT y otro en BT.

En caso de necesitar ensayar generadores con distinta tensión que la de barras de MT de la subestación, se podrían emplear los circuitos 4 o 5, instalando el transformador auxiliar AT/MT conectado a las barras de 66kV. Otra opción es conectar un transformador MT/MT que alimente el circuito 1.

En resumen es posible tener generadores instalados con 3 niveles de tensión diferentes, si se instala el transformador auxiliar de AT/MT para los circuitos 4 y/o 5 y un transformador MT/MT o MT/BT para el circuito 1.

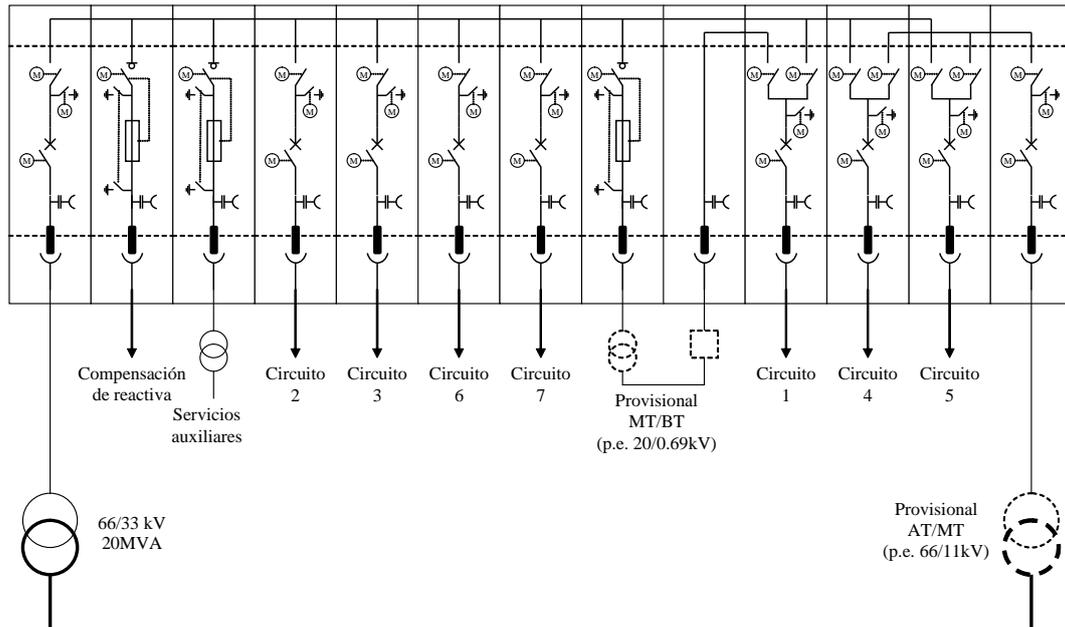


Ilustración 53: Celdas de protección de MT

10.4. Configuración con centro de reparto

La propuesta de configuración de las celdas de media tensión, si existe un centro de reparto situado en un jacket en el mar, puede tener varias opciones en la configuración. Se propone instalar 2 líneas desde la subestación hasta el centro de reparto, pero en función del tipo de explotación que se quiera realizar se plantean dos opciones para la configuración de las celdas de media tensión situadas en la subestación:

- Opción 1: Celda de acoplamiento de barras simples
- Opción 2: Celda de acoplamiento de barras simples y transformador auxiliar MT/MT o MT/BT.

La opción 1 está compuesta por las dos celdas de entrada procedentes de los transformadores de potencia AT/MT, las celdas de salida para las líneas que van al centro de reparto y una celda de acoplamiento para poder conectar las líneas de salida a uno u otro transformador.

La opción 2 incluye una posible conexión de un transformador de MT/BT que se puede conectar a la segunda línea que va al centro de reparto. La ventaja de esta opción es que se podrían emplear varias áreas para generadores de baja tensión (400V o 690V), preferiblemente las más próximas al jacket (1ª, 2ª, 5ª o 6ª).

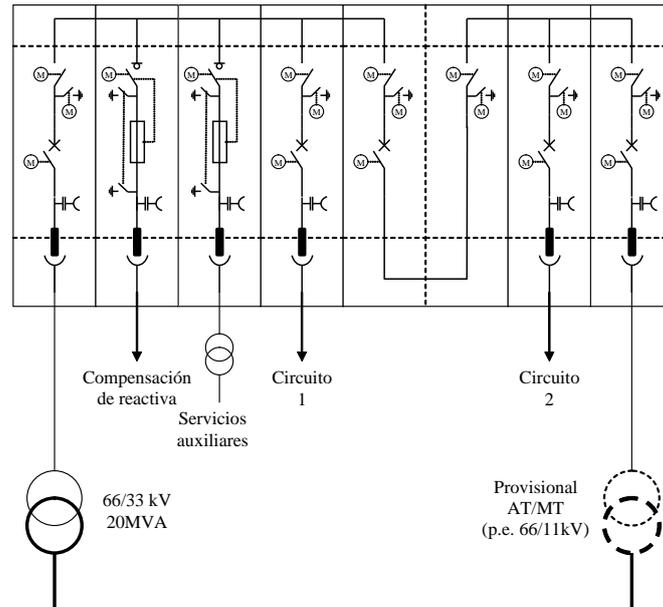


Ilustración 54: Celdas de MT en subestación (opción 1)

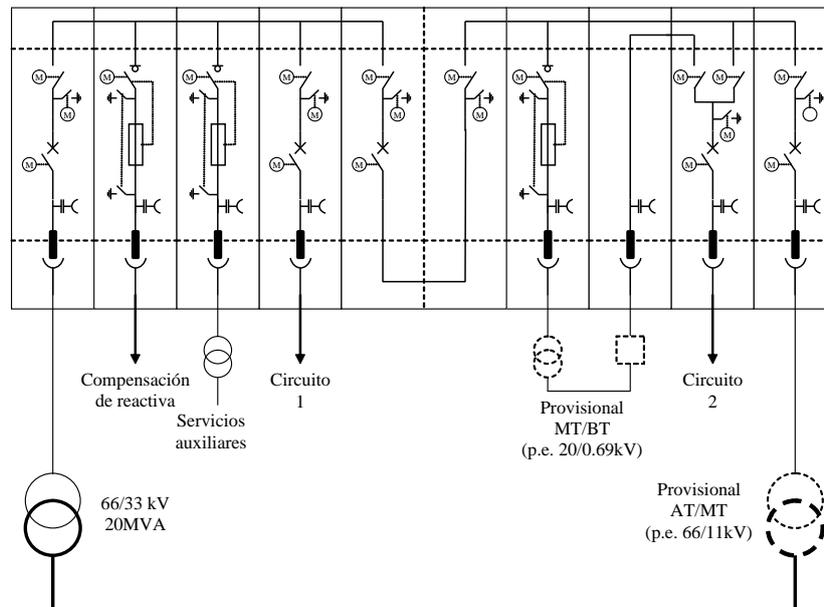


Ilustración 55: Celdas de MT en subestación (opción 2)

Para cualquiera de las dos opciones la configuración de las celdas del centro de reparto ubicado en el jacket sería la misma y consistiría en 2 celdas de entrada y las 7 celdas de salida para cada uno de los 7 circuitos, todas ellas con doble barra. Esto permitirá que cualquiera de los circuitos pueda ser conectado a la línea 1 o a la 2. De este modo, si ambas líneas tienen la misma tensión, es posible repartir la carga entre ellas. En caso de tener generadores de diferente tensión es posible emplear cada línea para un nivel de tensión y conectar a cada uno en su nivel.

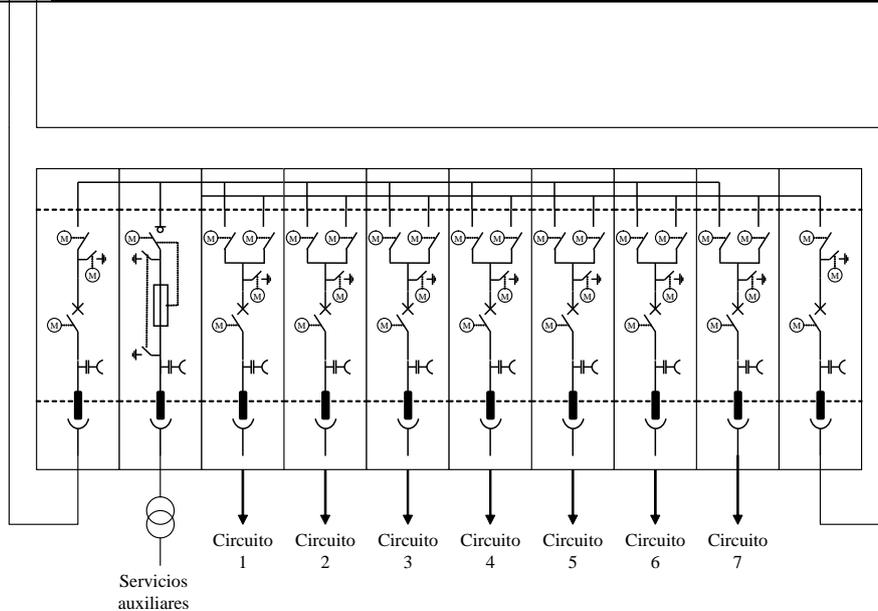


Ilustración 56: Celdas de MT en el centro de reparto situado en el jacket

La configuración con centro de reparto propuesta permite las siguientes configuraciones:

- Los 7 circuitos conectados a la misma línea procedente de la subestación.
- Varios circuitos conectados a una línea y el resto a la otra procedentes de la subestación, y ambas líneas conectadas a la misma barra en subestación del transformador principal.
- Varios circuitos conectados a una línea y el resto a la otra procedentes de la subestación, y cada línea conectada a diferente barra en subestación, procedentes de los 2 transformadores AT/MT y por tanto con diferente nivel de tensión.
- 1 o varios circuitos conectados a la 2ª línea y el resto a la 1ª procedentes de la subestación, con la 2ª línea conectada al transformador provisional MT/BT para conexión de generadores en BT.

Por lo tanto, se podrían tener instalados generadores undimotrices en 2 niveles de tensión diferentes en MT o unos en MT y otros en BT.

11. Análisis en régimen estacionario del comportamiento eléctrico de la red eléctrica de evacuación de energía

11.1. Análisis en régimen estacionario de conexión a la red de distribución

11.1.1. Comportamiento del lazo Sabón-Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón antes de la conexión de la Plataforma Experimental

Para un primer análisis de régimen permanente en la red, se va a comenzar analizando el comportamiento en régimen permanente del lazo de 66kV formado por las líneas que conectan las subestaciones: Sabón-Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón. Considerando la situación extrema en la que las 3 subestaciones del lazo están consumiendo la máxima potencia admisible de sus transformadores y con un factor de potencia de 0.98, la red estaría al límite de su capacidad. En la Ilustración 57 se presentan los flujos de potencia activa y reactiva por cada uno de los tramos del lazo y la tensión de barras de cada una de las subestaciones. Se puede observar que los dos tramos del lazo que parten de la subestación de Sabón transportan una potencia de aproximadamente 66MVA cada una, siendo un valor ligeramente superior a los 65MVA de límite de capacidad de las líneas.

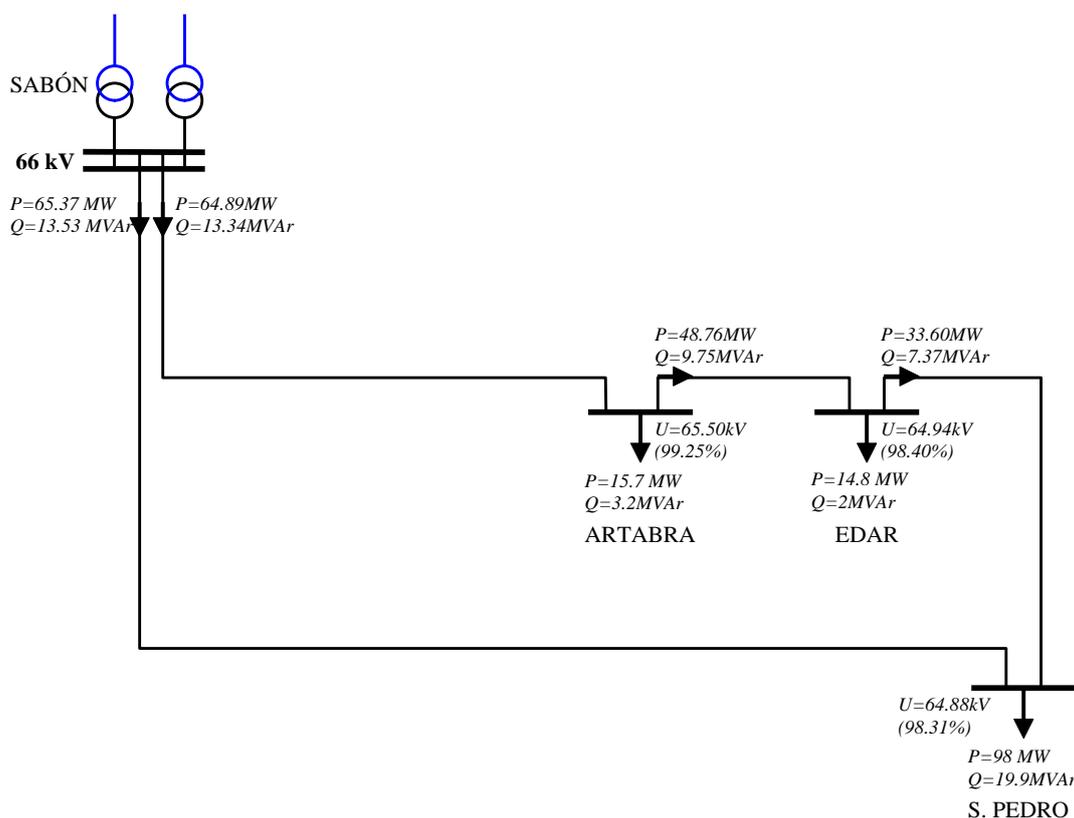


Ilustración 57: Análisis a plena carga de la red de 66kV antes de instalar la Plataforma Experimental

11.1.2. Conexión de Plataforma Experimental en el lazo Sabón- Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón

Si la subestación de la Plataforma Experimental es conectada abriendo el lazo entre Sabón y Ártabra y conectándola mediante un doble circuito de 1.5km, formando un nuevo

lazo Sabón-P.Experimental-Artabra-Edar-S.Pedro-Sabón, se produce un reparto diferente de la carga entre las dos salidas del lazo en la subestación de Sabón (Ilustración 58). Si las subestaciones siguen consumiendo su máxima potencia admisible y la Plataforma Experimental tiene potencia nula, la potencia máxima por la línea Sabón-S.Pedro es de 76.5MVA (669A), mientras que por la línea Sabón-Ártabra es de 56.4MVA (493A). La potencia por el tramo Sabón-S.Pedro es muy superior a los 65MVA (575A) para los que está diseñada dicha línea. Por lo tanto, este circuito no podrá trabajar nunca en estas condiciones, ya que dispararían las protecciones de intensidad. Es decir, la instalación de los 3km de línea subterránea para conectar la Plataforma Experimental provoca una reducción en la capacidad de consumo en el lazo.

La alternativa de conectar la Plataforma Experimental al otro tramo del lazo, en el segmento Sabón-S.Pedro provoca los mismos resultados, pasando a superarse la potencia en la línea contraria.

Esto es debido a que la conexión de la Plataforma Experimental mediante un doble circuito abriendo el lazo implica un aumento de la impedancia del lazo, Dado que el mayor consumo está en la subestación de S.Pedro y que las dos tramos del lazo que la conectan con la subestación de Sabón pasan a tener diferente impedancia, fluirá mayor potencia por la de menor impedancia que por la de mayor (en la que se conecta la Plataforma Experimental).

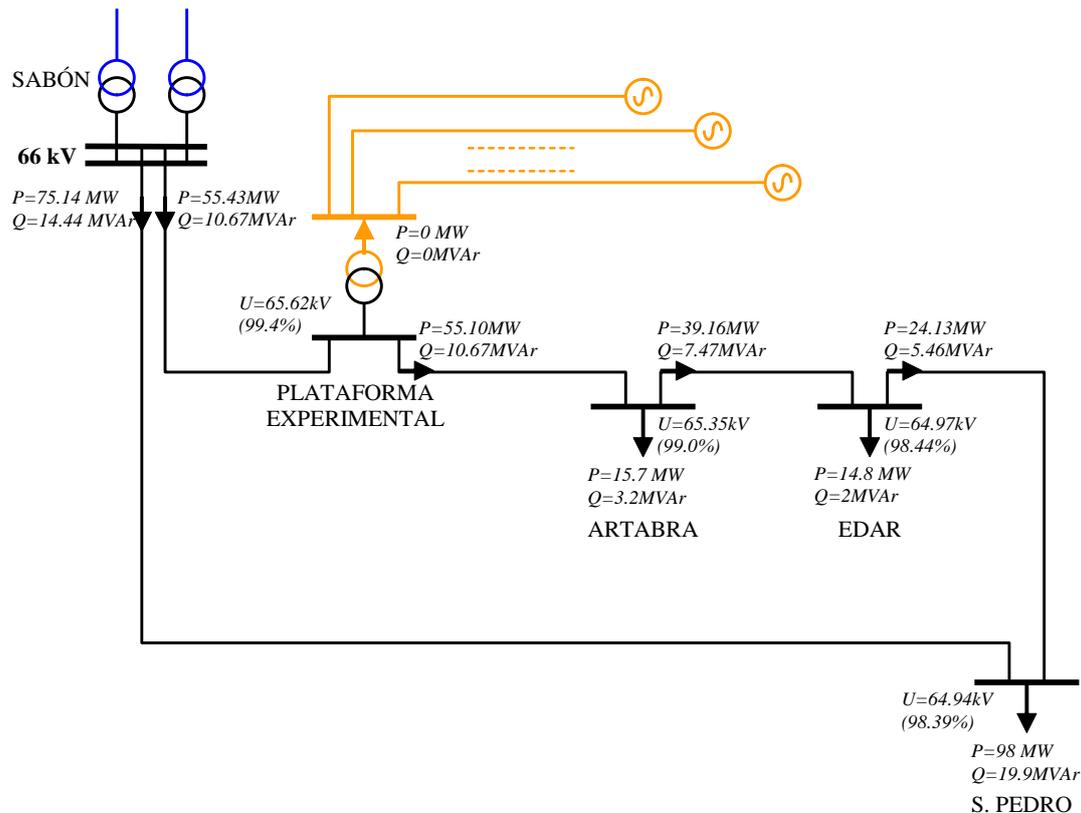


Ilustración 58: Análisis a plena carga de la red de 66kV con la Plataforma desconectada

Por lo tanto será preciso reducir el consumo del lazo para poder conectar la Plataforma Experimental cumpliendo las restricciones de capacidad. Esta reducción será de 20MVA

(15% de la potencia del lazo), y que si se realiza sobre la subestación de S.Pedro, reduciendo su consumo a 80MVA (Ilustración 59), la línea más cargada, que es Sabón-S.Pedro reduce su potencia a 63.84MVA (558.5A), siendo inferior a 65MVA. Se puede observar que las caída de tensión no son relevantes en ninguna subestación de este lazo, ya que no superan el 1.6% respecto a la tensión de barras de 66kV de Sabón.

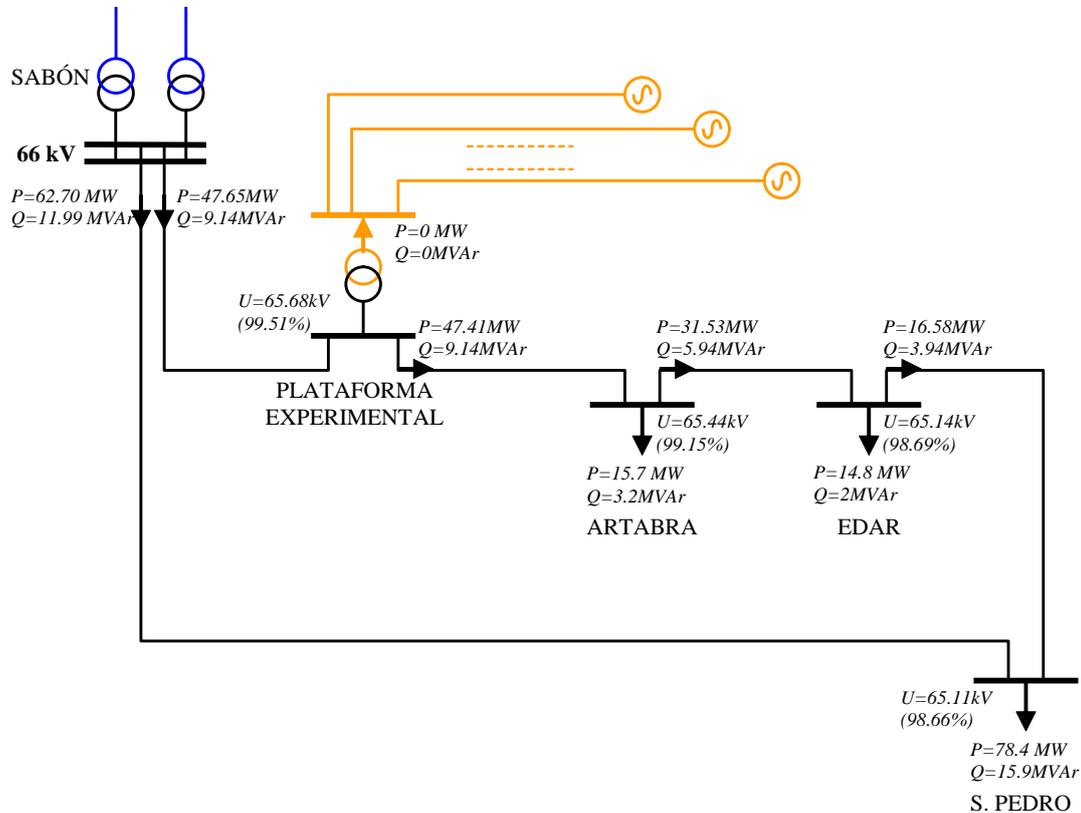


Ilustración 59: Análisis a límite de capacidad de la red de 66kV con la Plataforma desconectada

Partiendo de la situación de la red de 66kV al límite de capacidad (Ilustración 59), si en la Plataforma Experimental se genera la máxima potencia prevista (20MW) con factor de potencia unitario en todos los generadores y sin compensación de reactiva en subestación (Ilustración 60), la red de 66kV mejora de forma apreciable, ya que:

- Línea Sabón-S.Pedro: estaba al límite de su capacidad (65MVA) y al conectar la generación undimotriz se reduce a 60.19MVA (92.6%).
- Línea Sabón-P.Experimental: reduce la potencia de 48.5MVA a 32.9MVA.
- La línea P.Experimental-Ártabra: aumenta la potencia de 48.3MVA a 51.9MVA.
- Línea Ártabra-Edar aumenta la potencia de 32.1MVA a 35.7MV.
- Línea Edar-S.Pedro: aumenta la potencia de 17MVA a 20.6MV.

Es decir, la inclusión de generación en la Plataforma Experimental provoca que el lazo de 66kV tenga un flujo de potencia más equilibrado, reduciéndose la potencia en las líneas más cargadas e incrementándose en las más descargadas.

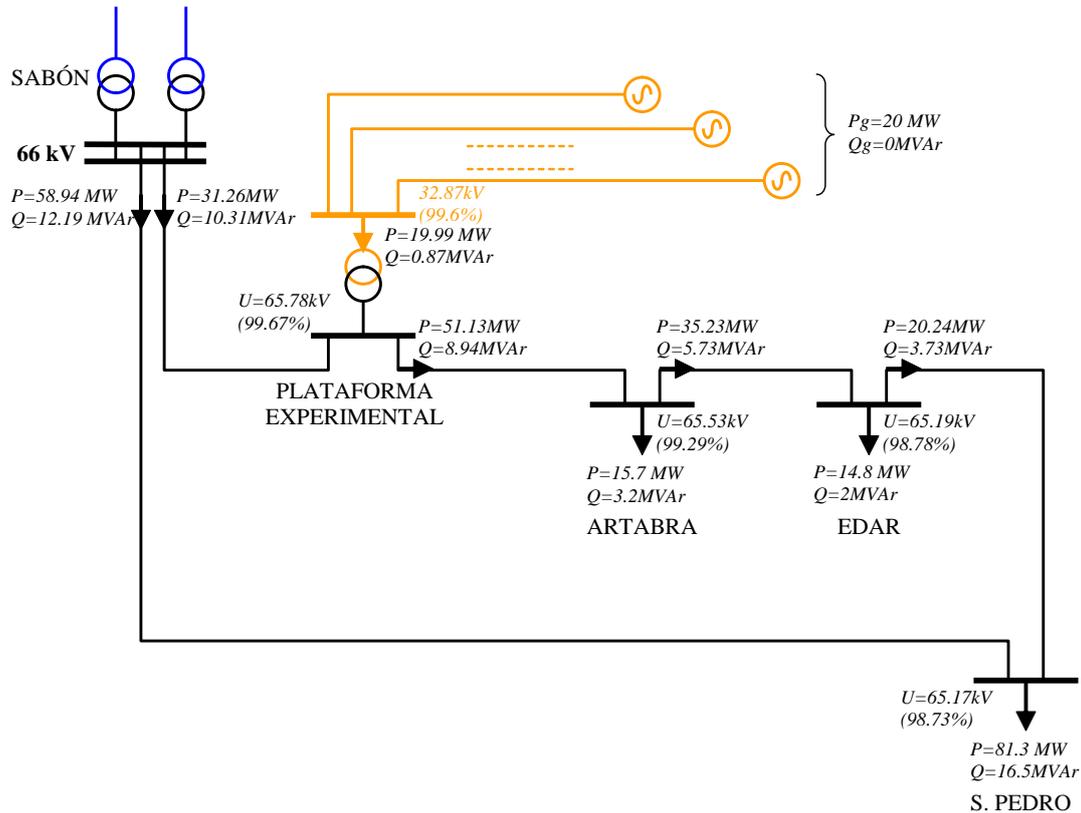


Ilustración 60: Análisis con consumos de Ilustración 59 con máxima generación en la Plataforma

11.1.3. Conexión de Plataforma Experimental en T en el tramo Sabón-Ártabra

La principal ventaja de la conexión en T de la Plataforma Experimental es que no cambian las impedancias del lazo y por tanto tampoco cambian la distribución de potencias que circulan por sus líneas mientras no haya generación en la Plataforma Experimental. El principal inconveniente es que se reduce la fiabilidad de la Plataforma Experimental frente al caso anterior.

En la Ilustración 61 se presentan los flujos de potencia activa y reactiva por cada uno de los tramos del lazo y la tensión de barras de cada una de las subestaciones. Se puede observar que los dos tramos del lazo que parten de la subestación de Sabón transportan una potencia ligeramente inferior a los 65MVA de límite de capacidad de las líneas.

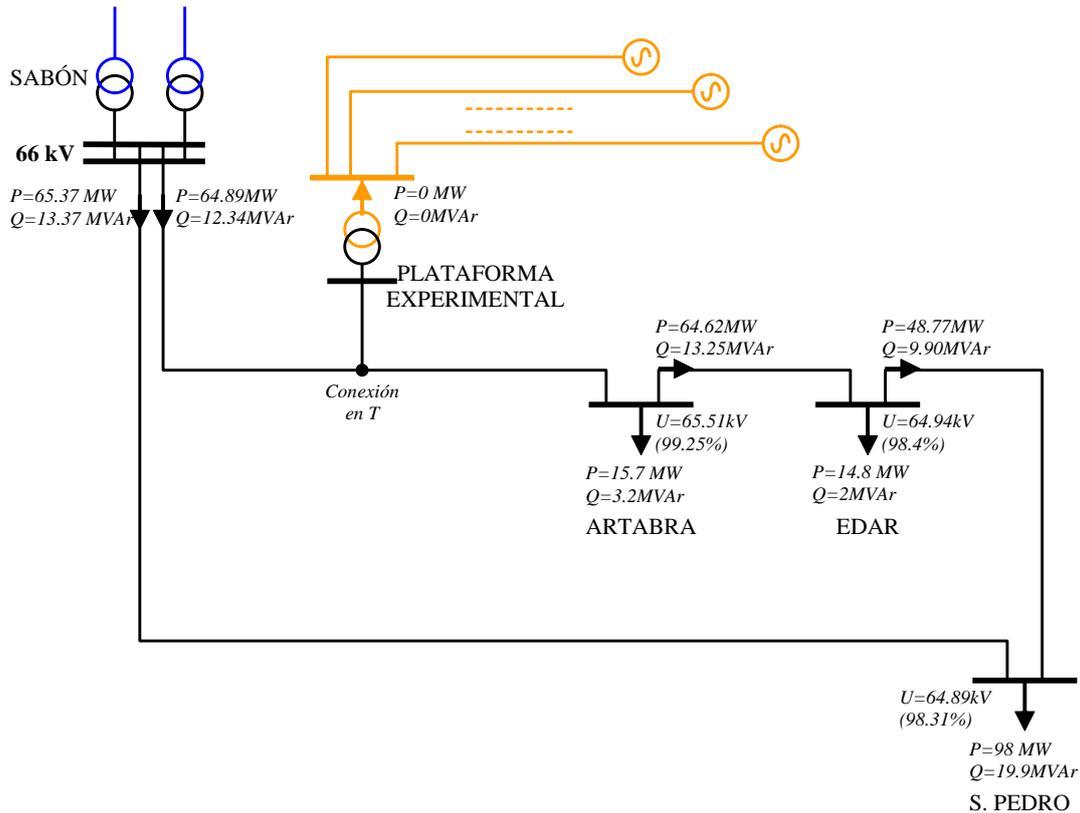


Ilustración 61: Análisis a plena carga de la red de 66kV con configuración en T y la Plataforma desconectada

Si en la Plataforma Experimental se está generando su máxima potencia (20MVA), y en todas las subestaciones del lazo se está consumiendo la máxima potencia, ningún tramo supera la máxima capacidad de la línea (ver Ilustración 62). Por lo tanto, desde el punto de vista de operación del lazo de 66kV esta configuración es mejor, ya que en ninguna circunstancia se supera el límite de capacidad.

Sin embargo esta configuración es peor desde el punto de vista de la fiabilidad, ya que en caso de producirse un defecto en el tramo Sabón-Ártabra o en el tramo de la subestación de la Plataforma Experimental-T, es preciso abrir el tramo del lazo entre Sabón-Ártabra. Esto implicará explotar la red en antena y no poder alimentar la subestación de la Plataforma Experimental durante todo el tiempo de reposición.

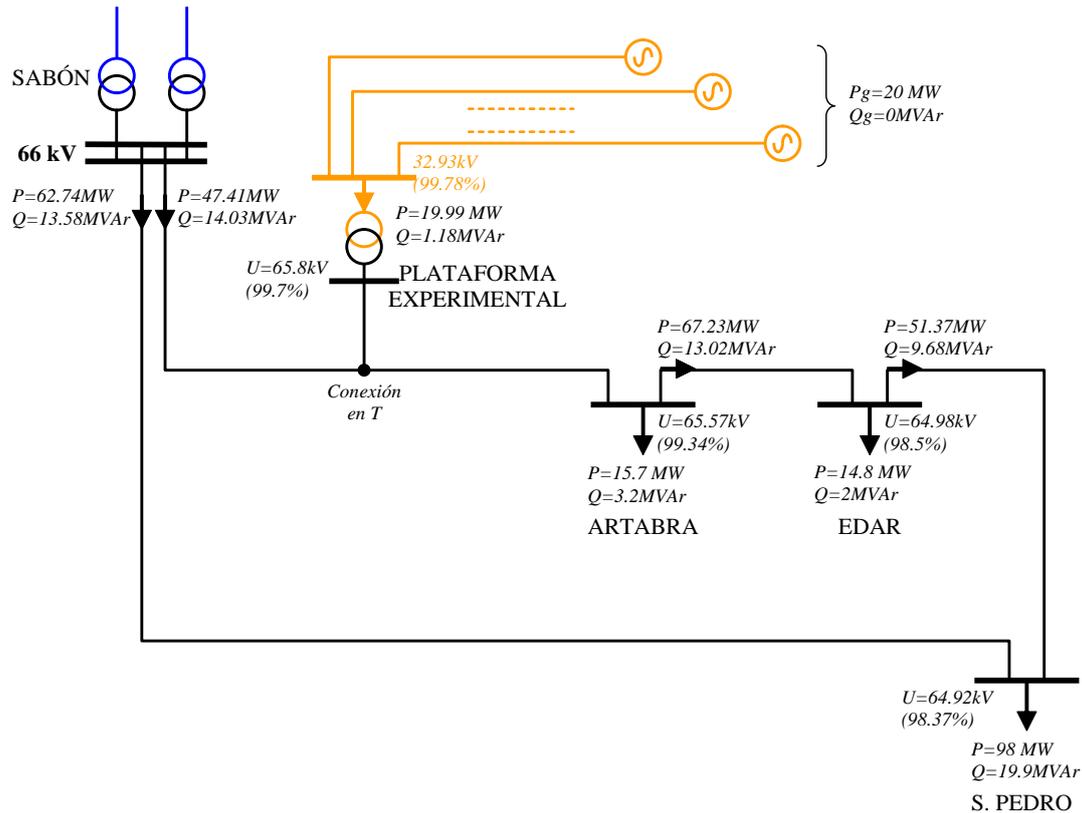


Ilustración 62: Análisis a plena carga de la red de 66kV con configuración en T y la Plataforma desconectada

11.1.4. La potencia de cortocircuito en la su subestación de la Plataforma Experimental

Teniendo en cuenta la potencia de cortocircuito en la subestación de Sabón y la impedancia del lazo de 66kV Sabón-Pl.Experimental-Ártabra-Edar-S.Pedro-Sabón, la potencia de cortocircuito en barras de 66kV de la subestación de la Plataforma Experimental es

- Configuración de lazo: $S_{cc66}=719\text{MVA}$
- Configuración en T: $S_{cc66}=713\text{MVA}$

11.2. Resultados del análisis en régimen permanente de los circuitos submarinos con configuración radial

La primera configuración propuesta es mediante 7 circuitos en antena con origen en la subestación de tierra y final en el conector fondeado en cada una de las 7 áreas de ensayo (ver Ilustración 63).

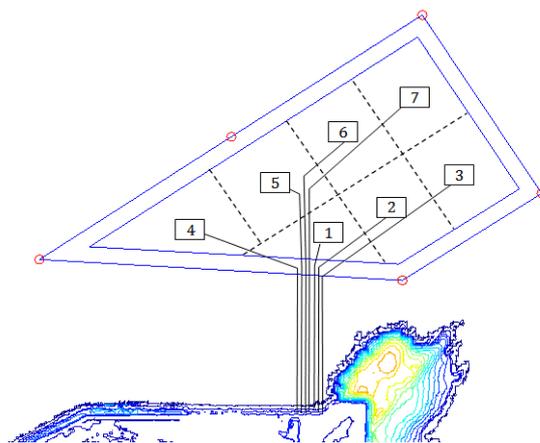


Ilustración 63: Configuración con 7 circuitos submarinos desde la subestación

Las longitudes consideradas para los 7 circuitos son los mostrados en la Tabla 32.

Tabla 32: Longitudes de los circuitos de conexión con las zonas de la Plataforma Experimental

Circuito	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Longitud (m)	1200	1650	2100	2000	1700	2150	2600

11.2.1. Caídas de tensión y pérdidas en los circuitos de la Plataforma Experimental

En la Ilustración 64 a Ilustración 76 se presentan los valores de la caída de tensión y el porcentaje de pérdidas de los 7 circuitos submarinos en función del nivel de tensión de alimentación (11kV, 20kV y 33kV) considerando potencias generadas entre 0 y 3MW con factor de potencia 1 para cables de secciones de 50 y 70 mm² y nivel de aislamiento 24kV y de 95, 120 y 150mm² de nivel de aislamiento 36kV. De los resultados, se puede observar nunca se superan los límites admisibles de caída de tensión.

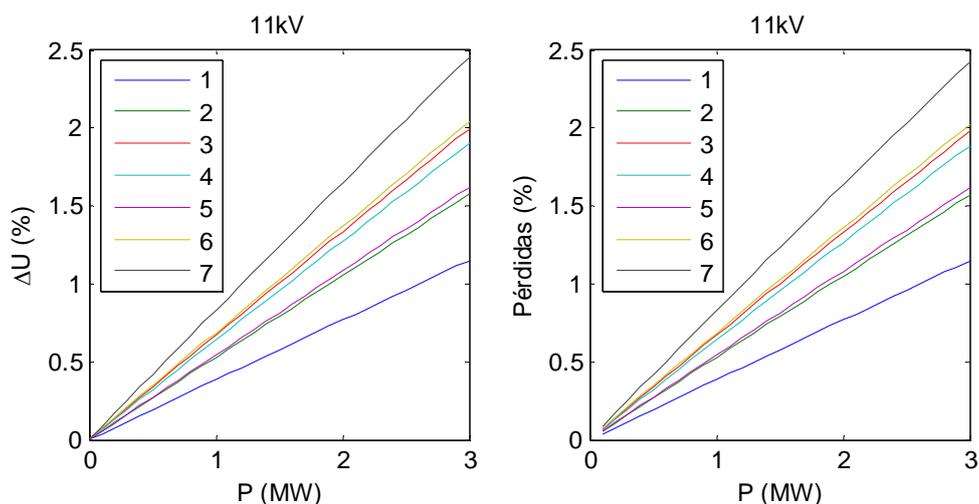


Ilustración 64: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 50mm² (24kV)

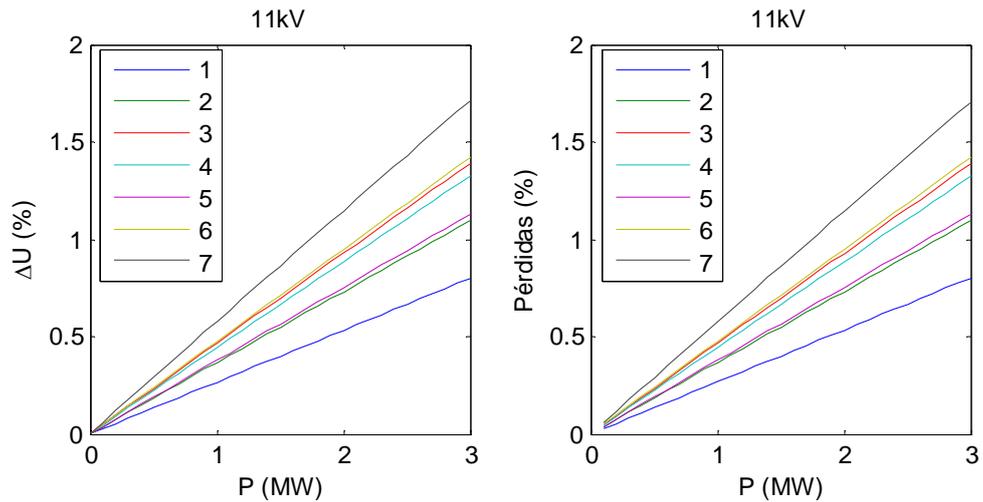


Ilustración 65: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 70mm² (24kV)

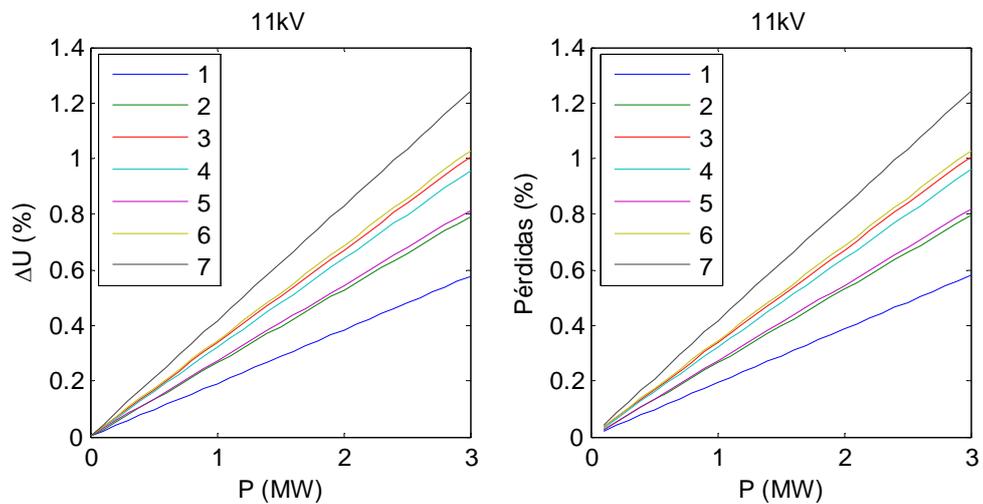


Ilustración 66: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

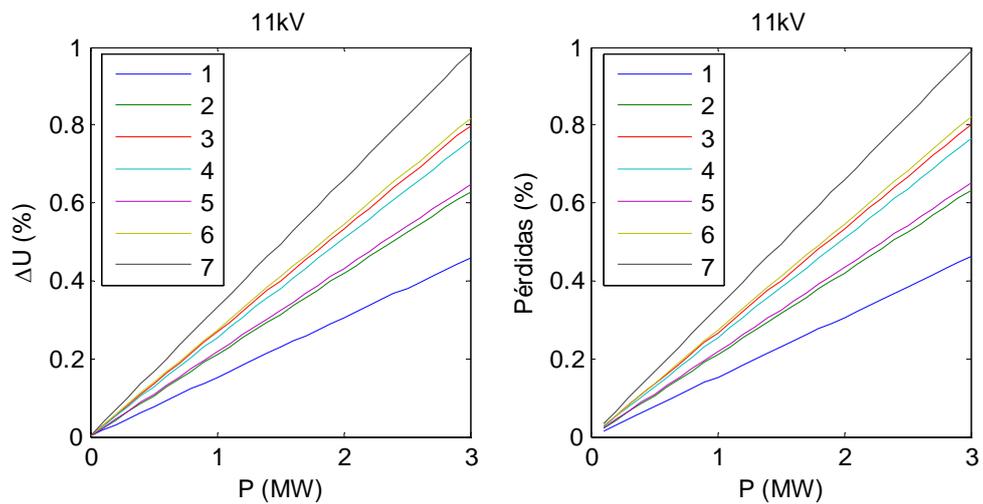


Ilustración 67: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

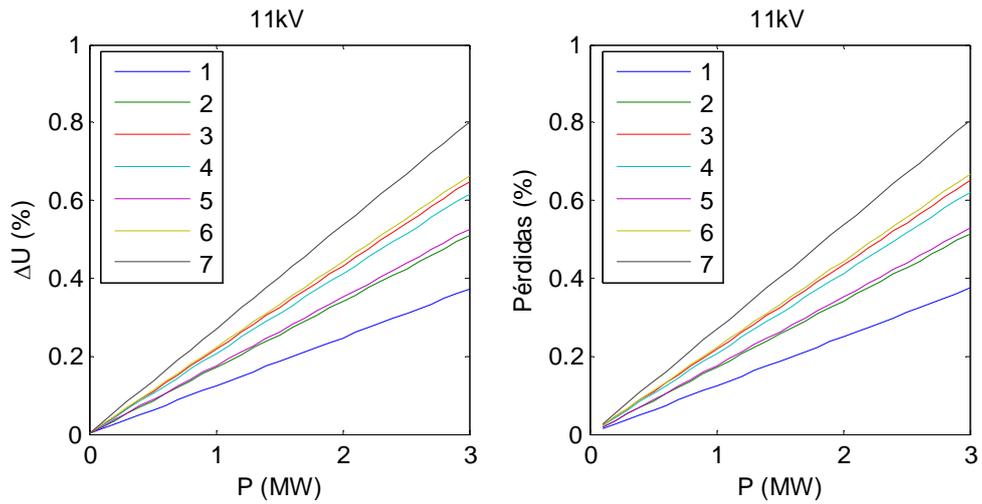


Ilustración 68: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

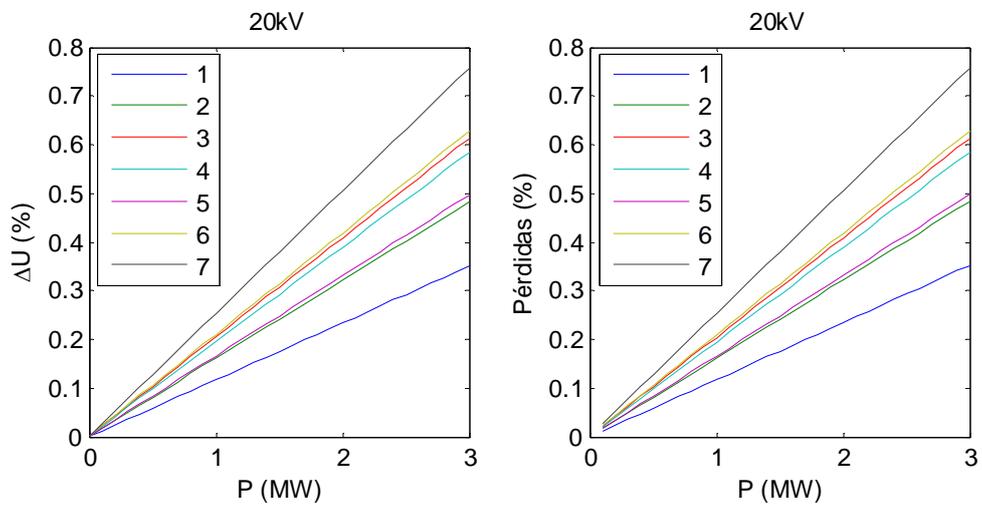


Ilustración 69: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 50mm² (24kV)

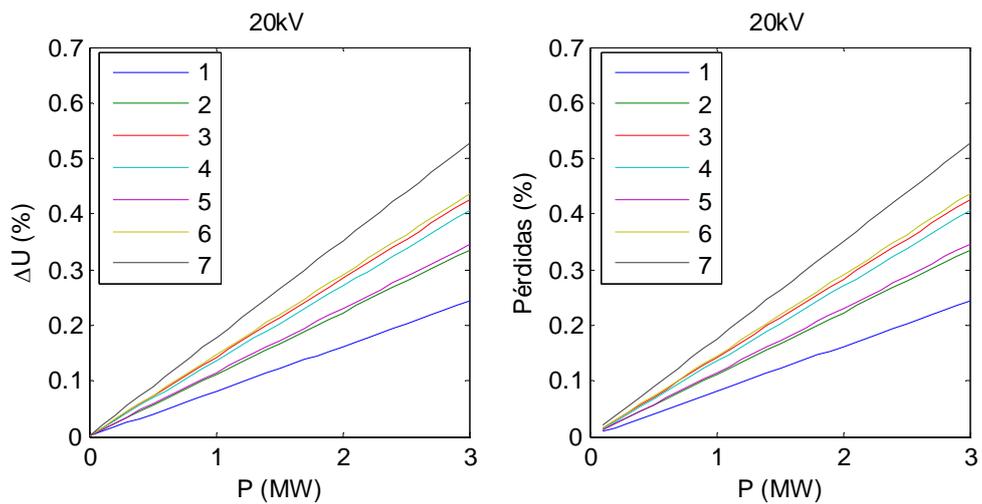


Ilustración 70: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 70mm² (24kV)

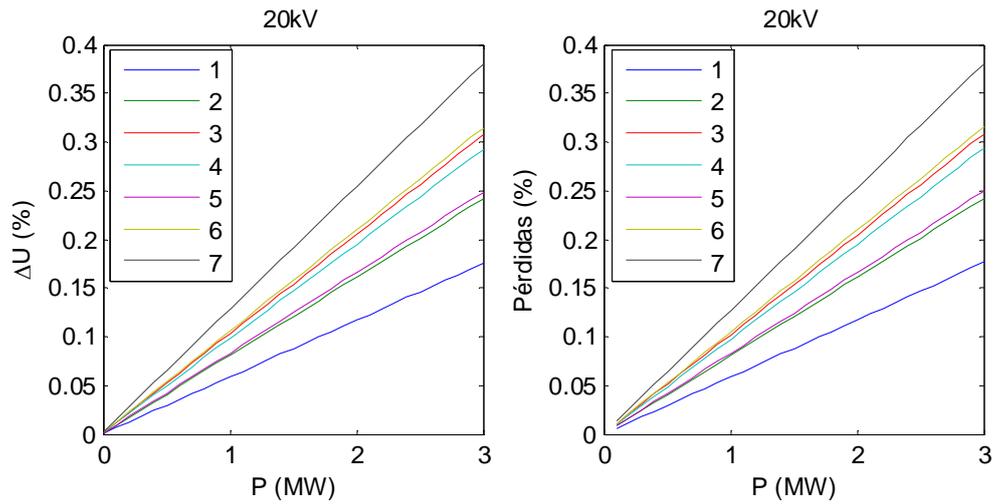


Ilustración 71: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

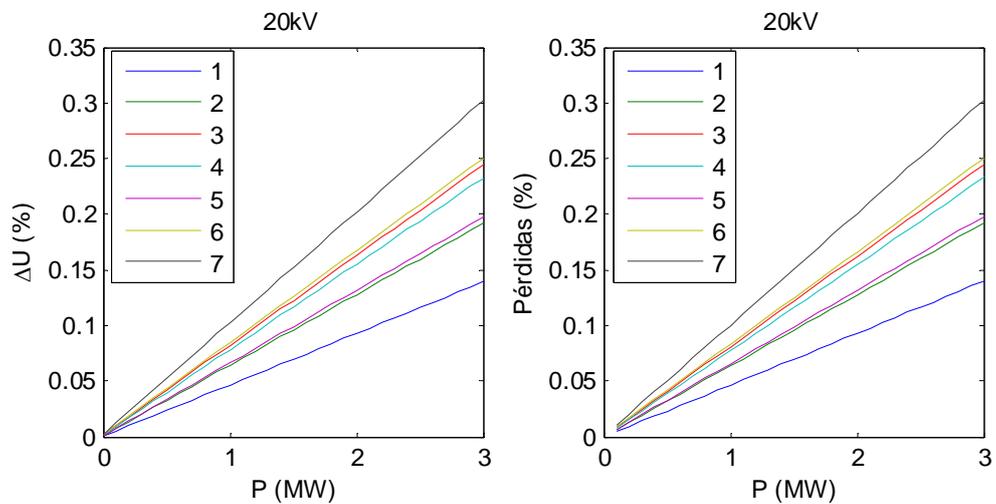


Ilustración 72: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

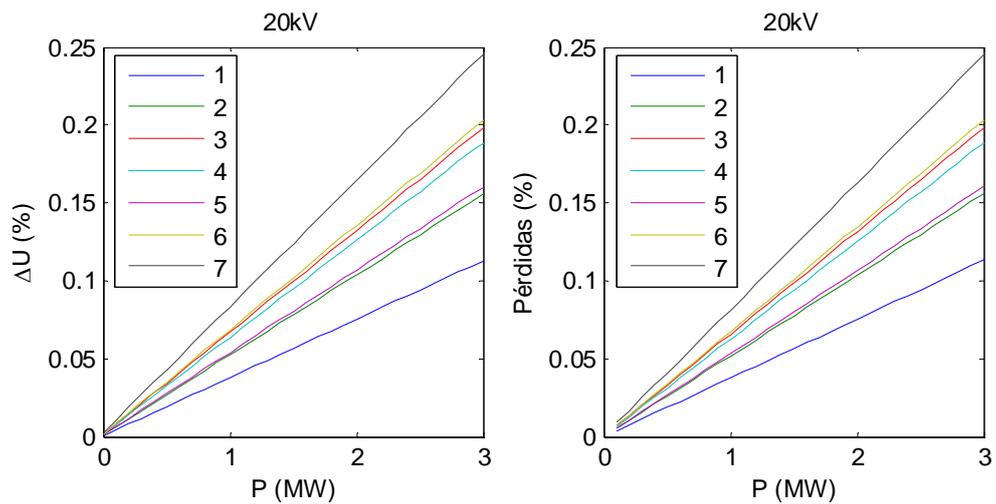


Ilustración 73: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

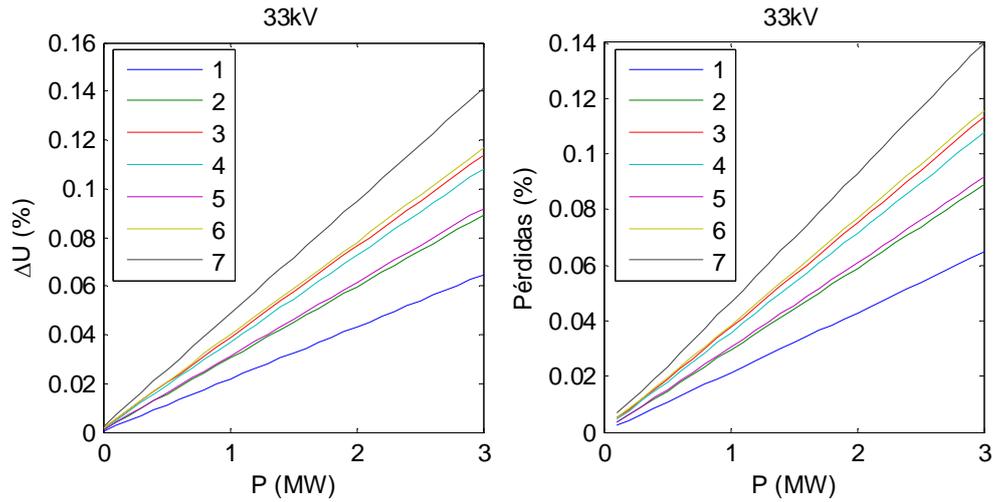


Ilustración 74: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

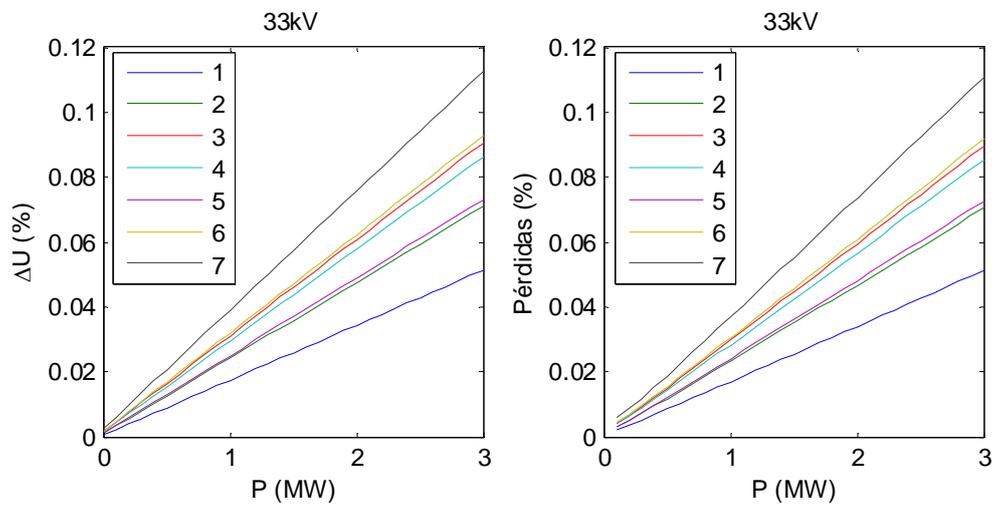


Ilustración 75: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

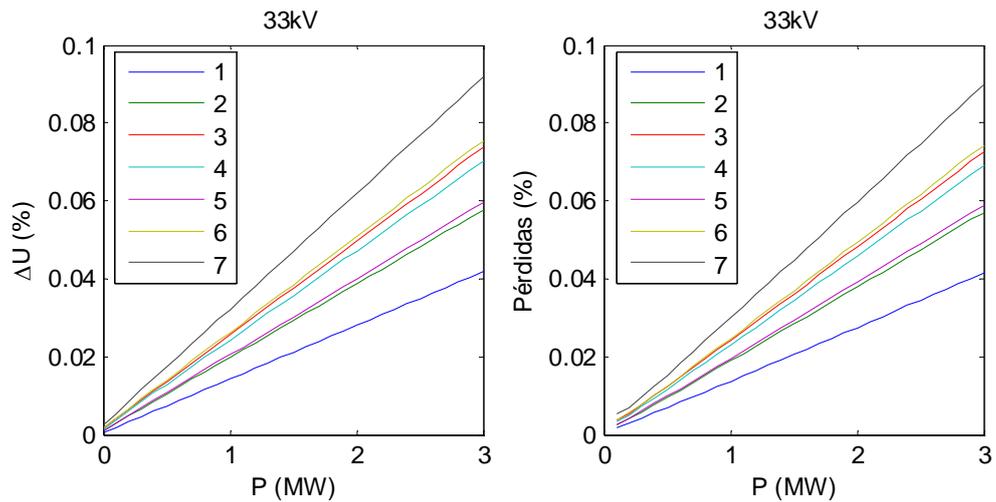


Ilustración 76: Caídas de tensión y pérdidas en los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

11.2.2. Caídas de tensión y pérdidas en circuitos conectados en BT

Como se propuso anteriormente, se plantea la posibilidad de que alguno de los circuitos pueda ser empleado para prototipos de generadores en baja tensión. A diferencia del análisis en media tensión, la conexión de generadores conectados en baja tensión está limitada por las caídas de tensión que se producen en el circuito submarino. Para tener caídas inferiores al 5% con una potencia generada de hasta 100kW es preciso emplear conductor de 120mm² o superior con generación a 690V. Para tensión de 400V la potencia del generador tendrá que ser inferior a 30kW (Ilustración 77 a Ilustración 86).

El porcentaje de pérdidas respecto a la potencia generada si se conectan los generadores en baja tensión es bastante elevado. Esto es debido a que las longitudes son muy altas para una instalación de baja tensión, donde las corrientes son elevadas. Las pérdidas con generación de 100kW a 690V y 120mm² son próximas al 4% y a 400V son de casi el 10%.

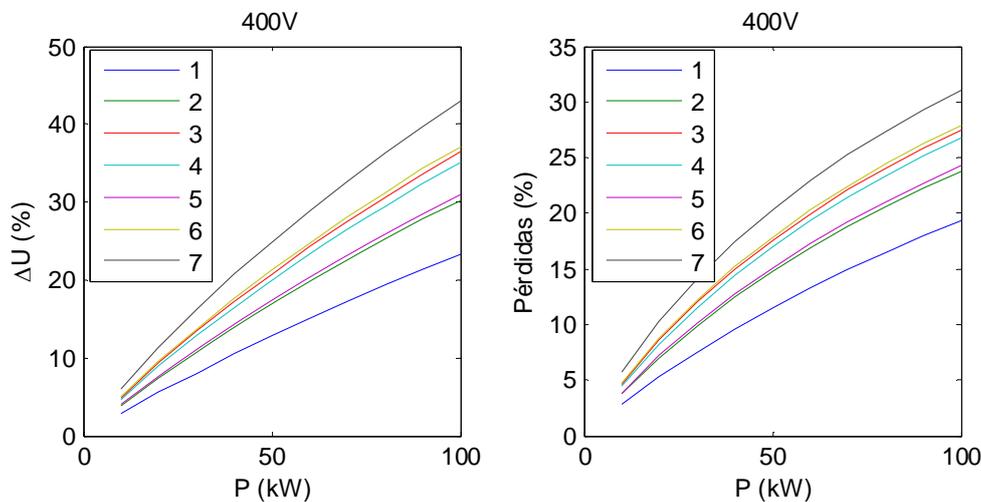


Ilustración 77: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 50mm² (24kV)

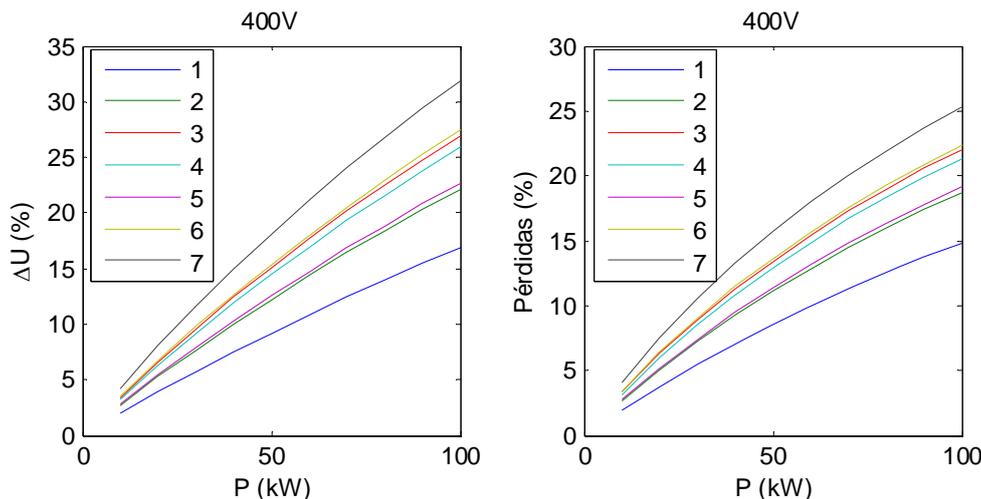


Ilustración 78: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 70mm² (24kV)

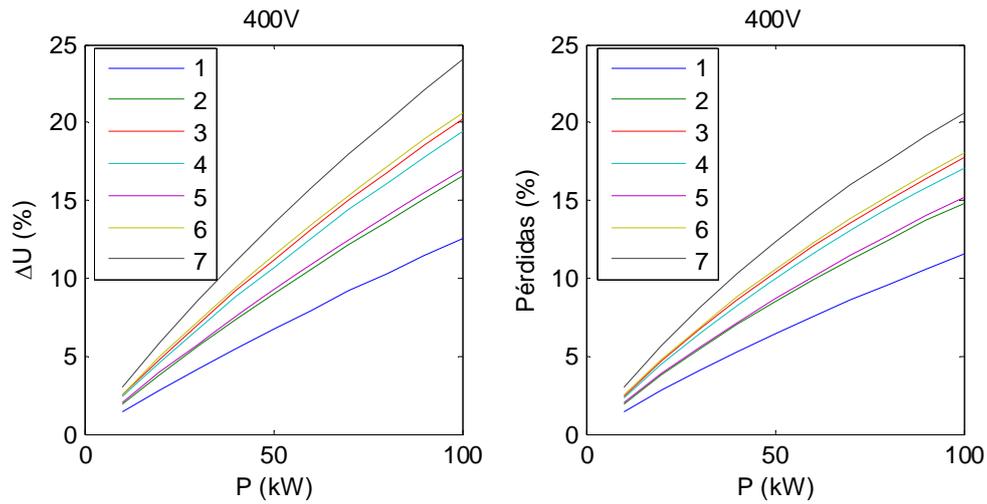


Ilustración 79: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

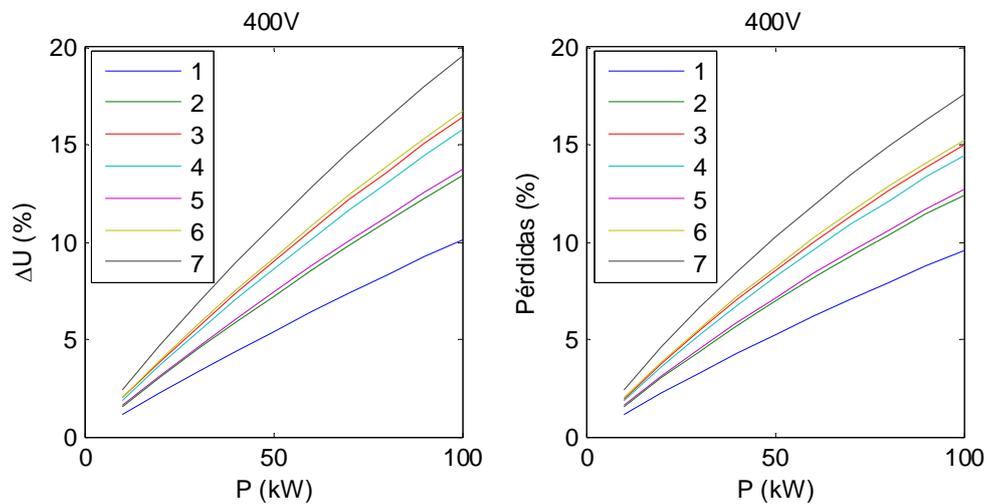


Ilustración 80: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

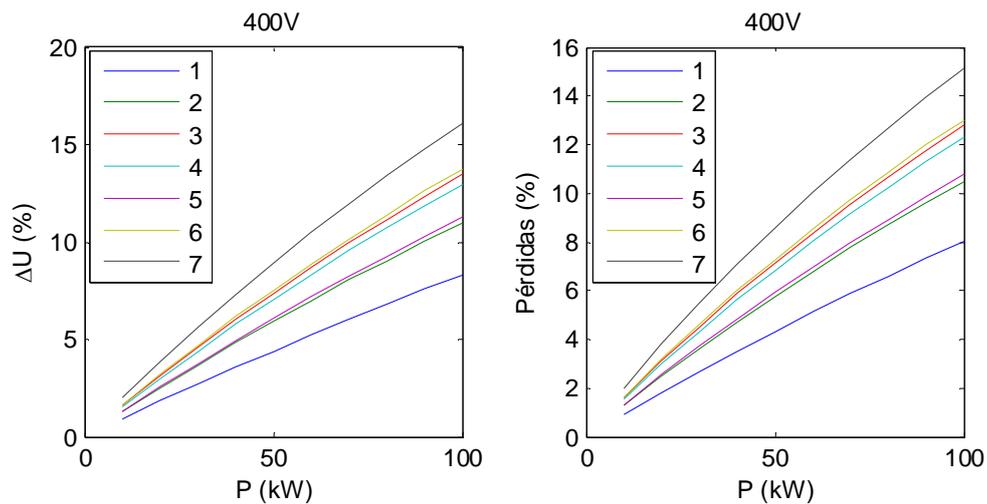


Ilustración 81: Caídas de tensión y pérdidas en 400V de los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

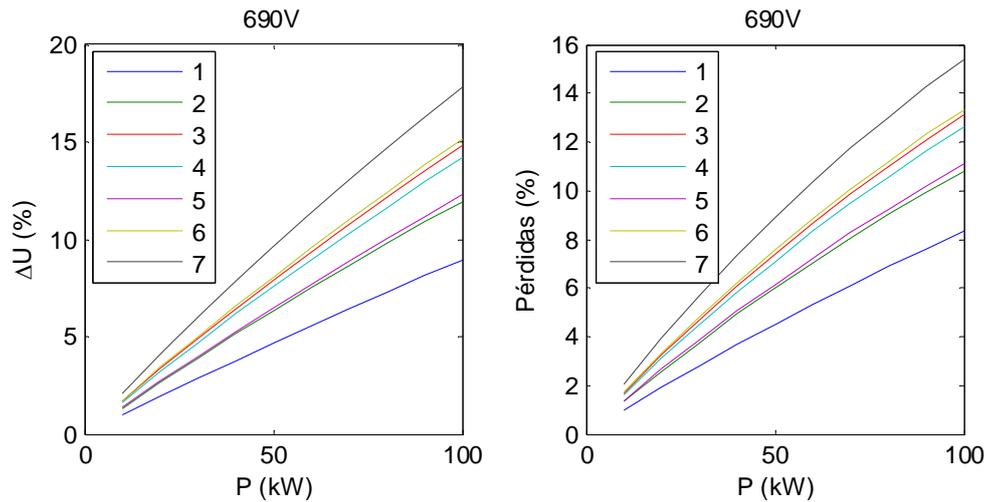


Ilustración 82: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 50mm² (24kV)

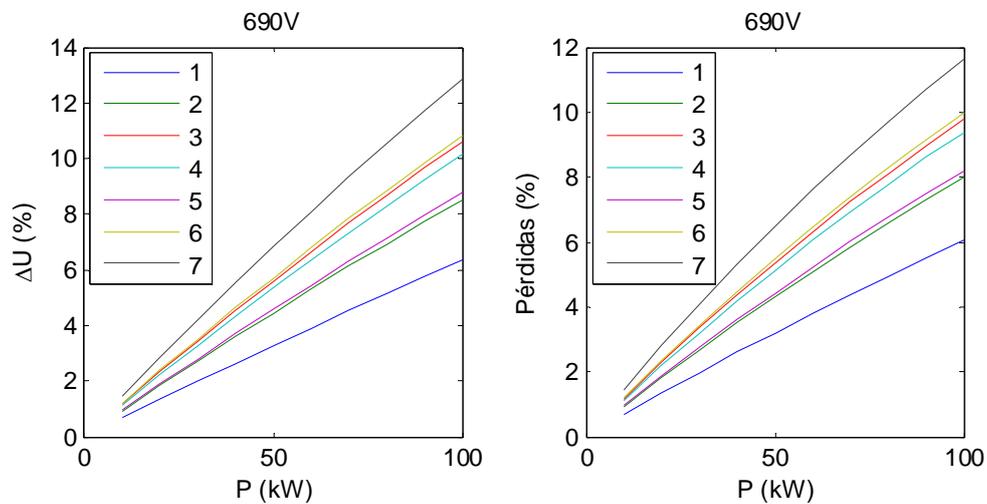


Ilustración 83: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 70mm² (24kV)

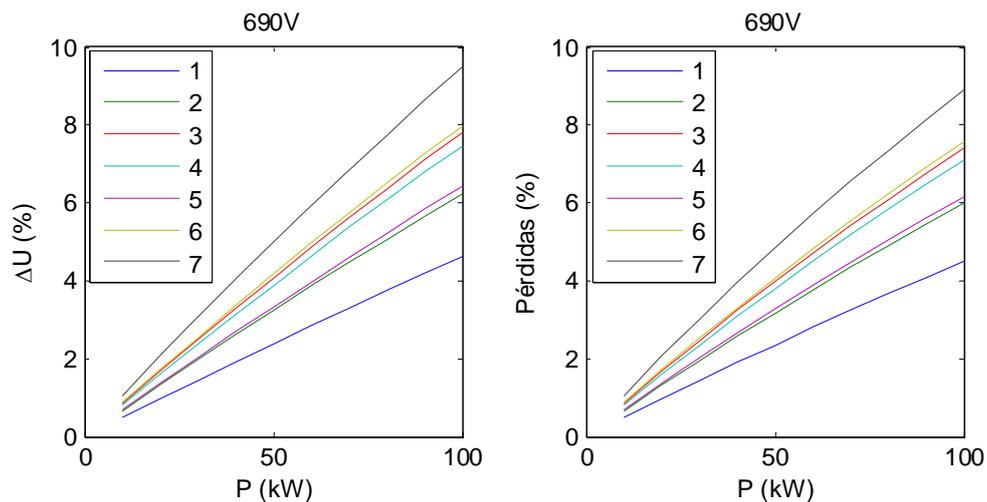


Ilustración 84: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

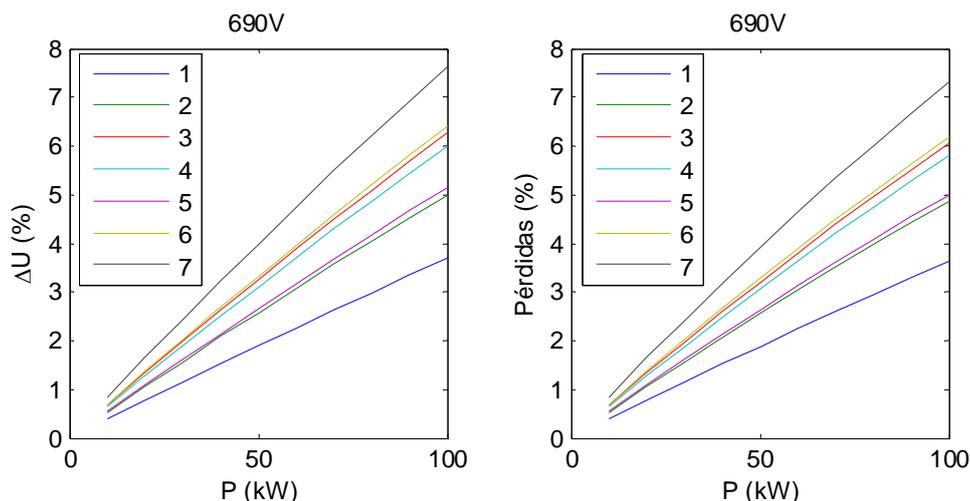


Ilustración 85: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

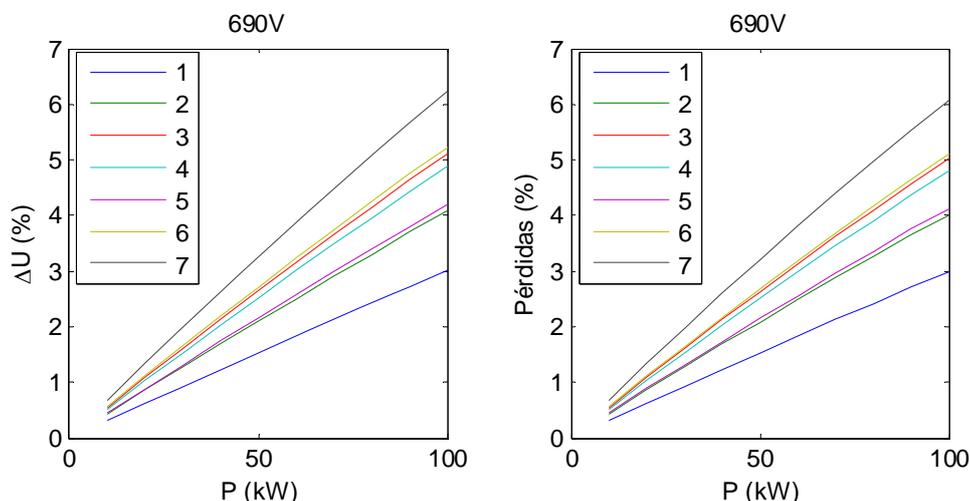


Ilustración 86: Caídas de tensión y pérdidas en 690V de los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

11.2.3. La potencia reactiva generada por los circuitos submarinos

Los circuitos submarinos tienen una elevada capacidad y cuando están en vacío son capacitivos. La potencia reactiva inyectada a la subestación en vacío es función del conductor empleado y la tensión de alimentación (Tabla 33 a Tabla 35). Estos valores deben ser tenidos en cuenta cuando no hay generación por no haber oleaje, o por superar los límites de los generadores, ya que los circuitos sí estarán conectados. Cuando en los circuitos no están instalados generadores, las celdas en la subestación estarán abiertas, no generando potencia reactiva el correspondiente circuito. Se han considerado 3 conductores de diferentes niveles de tensión nominal, ya que tienen diferente capacidad debida a las distancias entre conductores y grosor de los materiales dieléctricos. Los cálculos se realizan únicamente para los diferentes niveles de tensión admisibles para dicho conductor.

Tabla 33 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 6/10 (12)kV

		Potencia reactiva capacitiva Qc (kVAr)				
Sección (12kV)		50	70	95	120	150
Tensión (kV)	6	39.2	43.7	48.2	52.7	57.2
	11	131.7	147.0	162.2	177.4	192.7
	20	---	---	---	---	---
	33	---	---	---	---	---

Tabla 34 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 12/20 (24)kV

		Potencia reactiva capacitiva Qc (kVAr)				
Sección (24kV)		50	70	95	120	150
Tensión (kV)	6	27.1	30.1	33.1	36.1	39.2
	11	91.2	101.3	111.4	121.6	131.7
	20	302.0	335.7	369.4	403.1	436.8
	33	---	---	---	---	---

Tabla 35 Potencia reactiva generada en vacío por los 7 circuitos con conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV

		Potencia reactiva capacitiva Qc (kVAr)				
Sección (36kV)		50	70	95	120	150
Tensión (kV)	6	---	---	25.1	27.3	29.2
	11	---	---	84.6	91.7	98.3
	20	---	---	280.1	303.7	325.6
	33	---	---	766.5	831.3	891.5

La potencia reactiva inyectada en barras de 66kV a la red de distribución, si no se instalan equipos de compensación en la subestación, es capacitiva cuando la generación es baja e inductiva cuando es alta (Ilustración 87). El valor de la reactiva va a depender de cuatro parámetros:

- Potencia activa de los generadores: a mayor potencia activa inyectada a red, menor es la reactiva inyectada, siendo consumida para elevados valores de potencia activa.
- Potencia reactiva de los generadores:
- La sección de los conductores submarinos: a mayor sección la potencia reactiva inyectada a red es mayor (Tabla 33 a Tabla 35).
- El nivel de tensión de aislamiento de los conductores submarinos: los conductores de mayor nivel de aislamiento son menos capacitivos y la potencia reactiva inyectada a red es ligeramente menor (Tabla 33 a Tabla 35).

Si el nivel de tensión de la red submarina es de 11kV el cambio de capacitivo a inductivo se produce para generaciones superiores a 4MW. En 20kV el cambio se produce en torno a los 9MW y en 33kV se produce a partir de los 13MW.

En la Ilustración 87 se representan los valores de la potencia reactiva en función de la potencia total generada, el tipo de conductor y el nivel de tensión de los circuitos. Se ha

despreciado el consumo de potencia reactiva en el centro de control, y se ha considerado que si el transformador es de 66/33kV tiene una $u_{cc}=12.5\%$, si es de 66/20kV es del 10% y si es 66/11kV es del 8.5%.

Por lo tanto, va a ser preciso instalar un banco de condensadores regulable en la subestación de una capacidad de al menos 2MVAR si el nivel de tensión empleado es de 11kV, o de 1.3MVAR si el nivel fuese de 33kV, para garantizar el factor de potencia de la Plataforma en cada tramo horario, y evitar el pago por reactiva en la facturación.

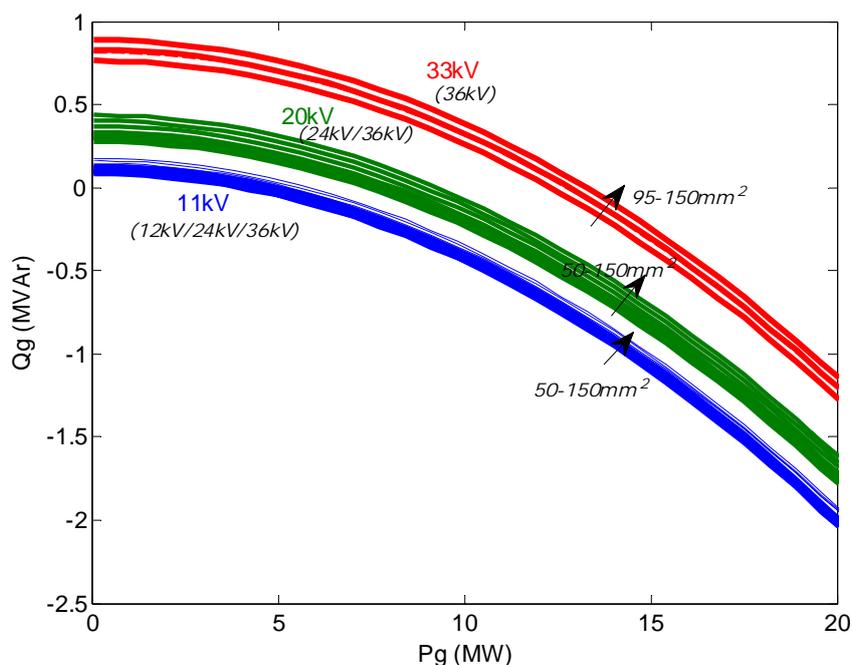


Ilustración 87: Potencia reactiva vs. potencia activa en barras de 66kV en función de la potencia activa total generada, con $Q=0$ en generadores y sin compensación en subestación, para diferentes conductores y configuración radial

11.3. Resultados del análisis en régimen estacionario de los circuitos submarinos para configuración con centro de reparto

La segunda configuración propuesta se basa en instalar un centro de reparto instalado sobre un jacket conectado a tierra mediante dos líneas y desde el que parten los 7 circuitos en antena hasta cada una de las 7 áreas de ensayo.

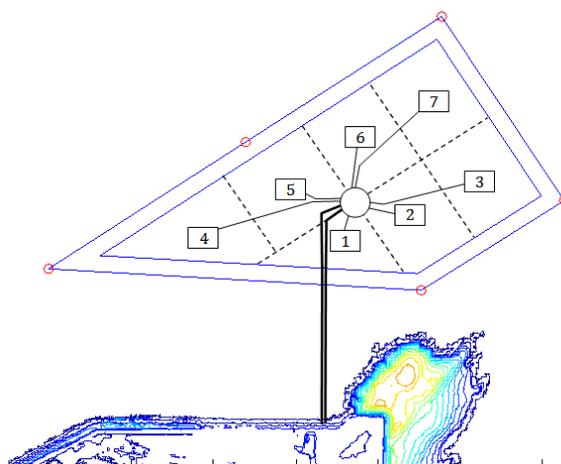


Ilustración 88: Configuración con 2 líneas principales hasta el jacket y 7 circuitos submarinos desde él

Las longitudes de los 7 circuitos que parten desde el centro de reparto situado en el jacket son los mostrados en la Tabla 36. Para los 2 tramos que conectan la subestación con el centro de reparto (jacket) dichos valores son los mostrados en la Tabla 37.

Tabla 36: Longitudes de los circuitos de zona para conexión con centro de reparto

Circuito	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Longitud (m)	400	450	1000	1100	480	500	1020

Tabla 37: Longitudes de los circuitos a tierra para conexión con centro de reparto

Circuito	L1	L2
Longitud (m)	1500	1500

Como se vio en la sección 9.2, teniendo en cuenta el límite de capacidad de los conductores, las líneas que conectan el centro de reparto con la subestación pueden ser de sección igual o superior a 95mm² si el nivel de tensión es de 33kV. Si el nivel de tensión nominal es de 20kV, es preciso emplear conductores de 240 mm² o más y de tensión de aislamiento 36kV para poder transportar los 20MW por solamente una de las líneas. Si el nivel de tensión es de 11kV sería preciso emplear un doble circuito para poder transportar los 20MW por solamente una de las líneas. En caso de optar por un cable individual por línea, no podrían emplearse nunca para transportar toda la potencia, estando limitada la máxima potencia de cada una de las líneas por la sección del conductor seleccionado (Tabla 38).

Tabla 38 Capacidad máxima de transporte de los conductores NEXANS 2XS(FL)2YRAA RM 19/33 (36)kV en nivel de tensión 10kV

Sección (mm ²)	240	300	400	500	630	800
P_{max} (MVA) (10kV)	10.1	11.3	12.6	14.0	15.7	17.2

11.3.1. Las caídas de tensión y las pérdidas en los circuitos submarinos

Si la tensión nominal es de 11kV, se consideran los circuitos 1-4 conectados a una línea y los circuitos 5-7 a la otra. Todos los conductores son de nivel de aislamiento 36kV, siendo las dos líneas desde la subestación al centro de reparto de 240mm² y las de los circuitos de 95, 120 y 150mm² (Ilustración 89 a Ilustración 91). En la Ilustración 92 se presenta la caída de tensión en el centro de reparto en el extremo de cada línea procedente de de la subestación y las pérdidas de dichas líneas en función de la potencia.

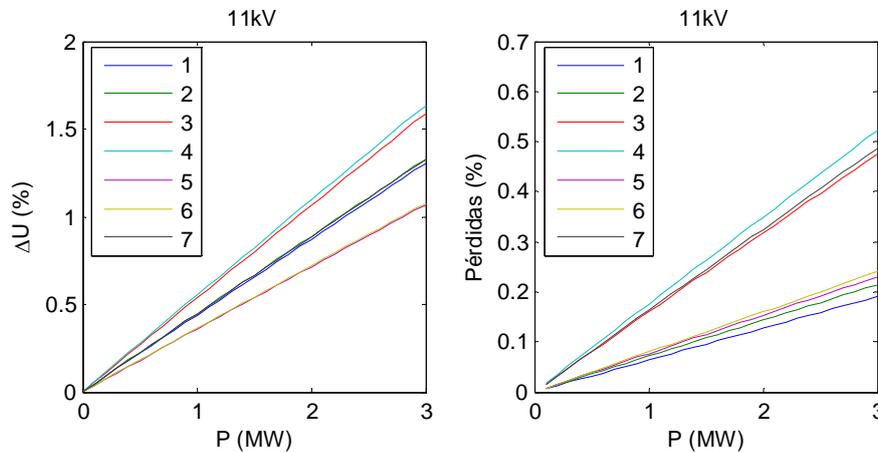


Ilustración 89: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de las 7 conexiones con conductor de 95 mm² (36kV)

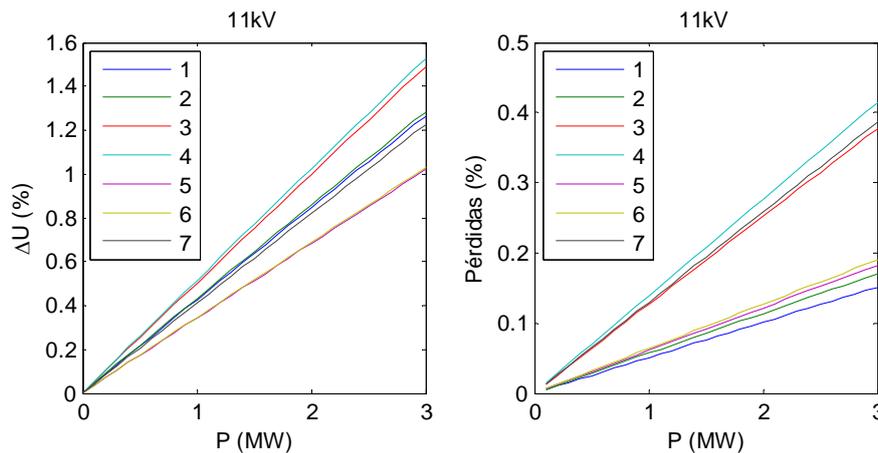


Ilustración 90: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de los 7 circuitos con conductor de 120 mm² (36kV)

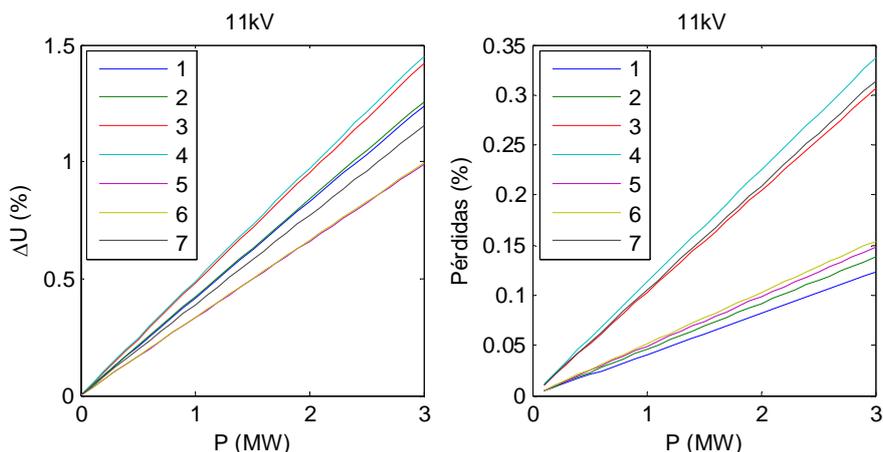


Ilustración 91: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm² (36kV)

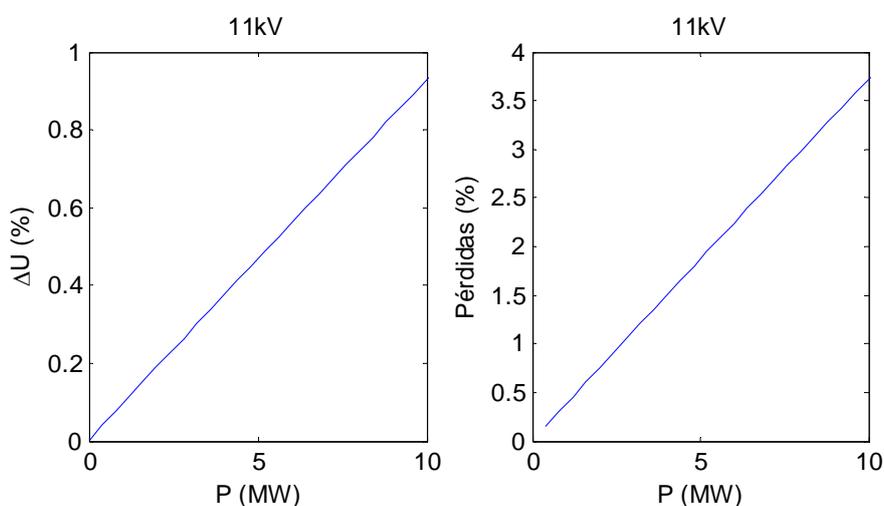


Ilustración 92: Caída de tensión y pérdidas en 10kV de las líneas subestación/c.reparto 240mm² (36kV)

Si la tensión nominal es de 20kV, se considera el caso más desfavorable en que todos los circuitos están conectados a la misma línea. Todos los conductores son de nivel de aislamiento 36kV, siendo las dos líneas desde la subestación al centro de reparto de 240mm² y las de los circuitos de 95, 120 y 150mm² (Ilustración 93 a Ilustración 95).

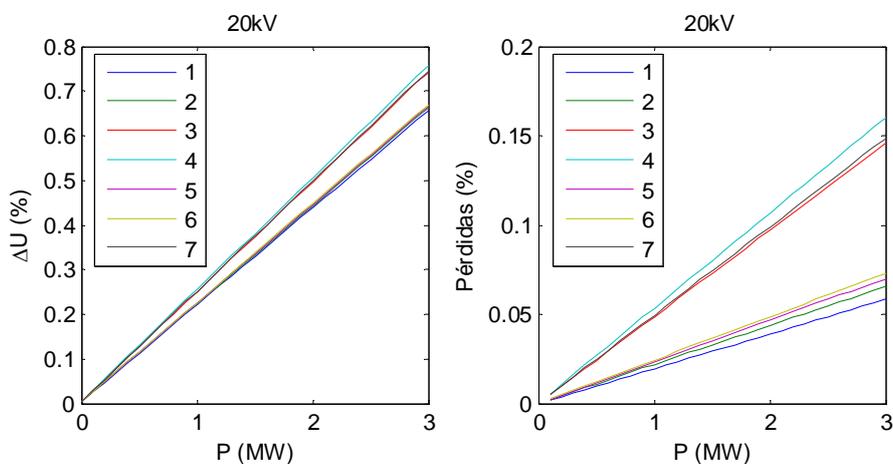


Ilustración 93: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 95 mm² (36kV)

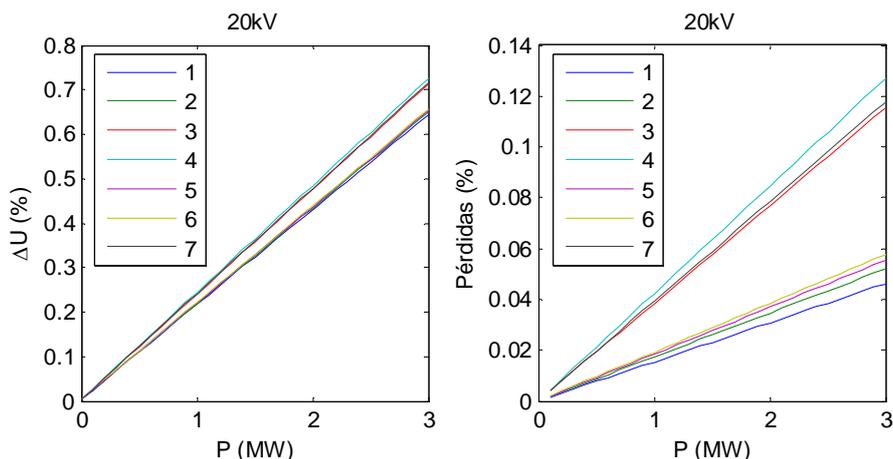


Ilustración 94: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 120 mm² (36kV)

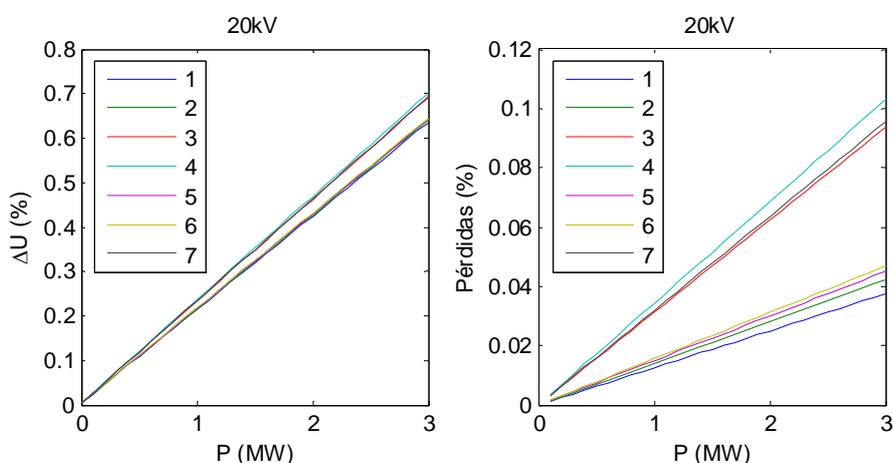


Ilustración 95: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm² (36kV)

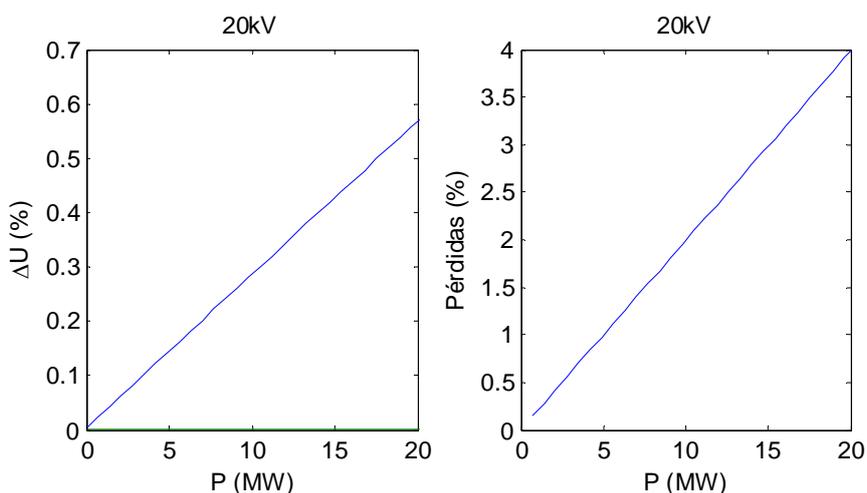


Ilustración 96: Caída de tensión y pérdidas en 20kV de la línea subestación/c.reparto 240mm² (36kV)

Si la tensión nominal es de 33kV, se considera el caso más desfavorable en que todos los circuitos están conectados a la misma línea. Todos los conductores son de nivel de aislamiento 36kV, siendo las dos líneas desde la subestación al centro de reparto de 240mm² y las de los circuitos de 95, 120 y 150mm² (Ilustración 97 a Ilustración 99).

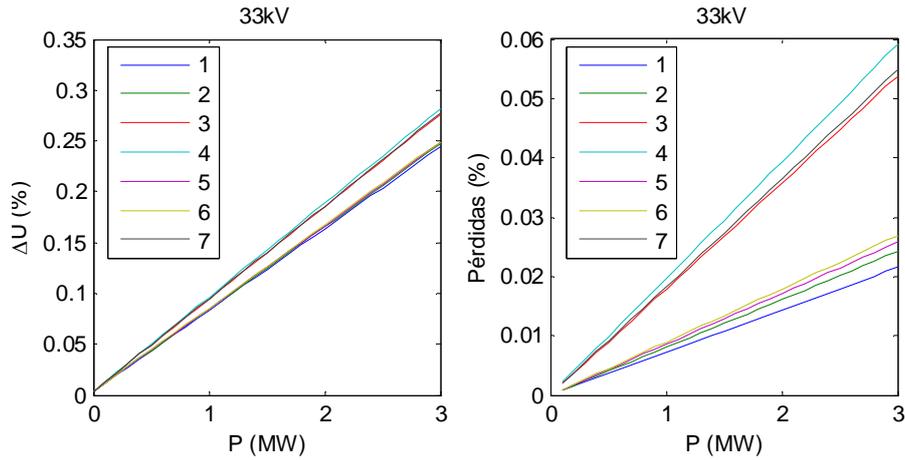


Ilustración 97: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 95 mm² (36kV)

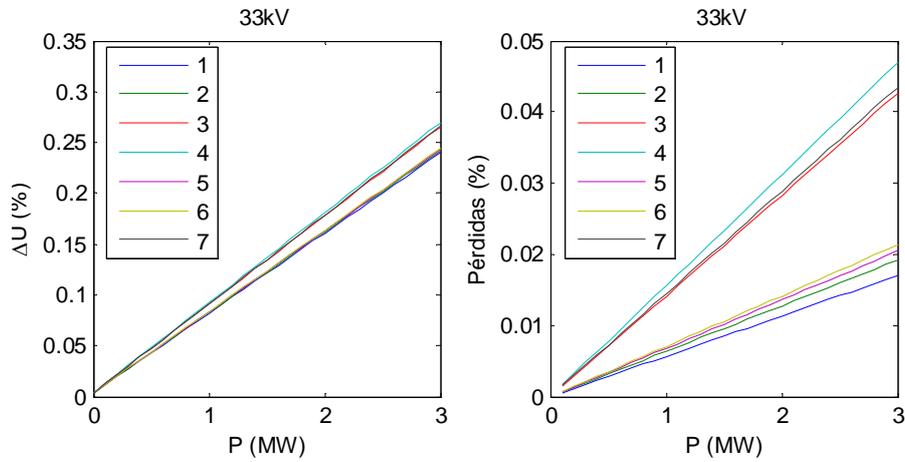


Ilustración 98: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

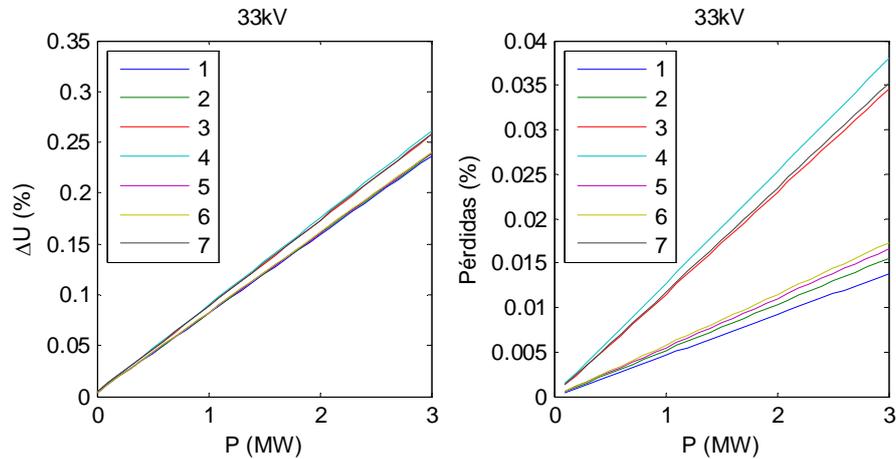


Ilustración 99: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 150mm² (36kV)

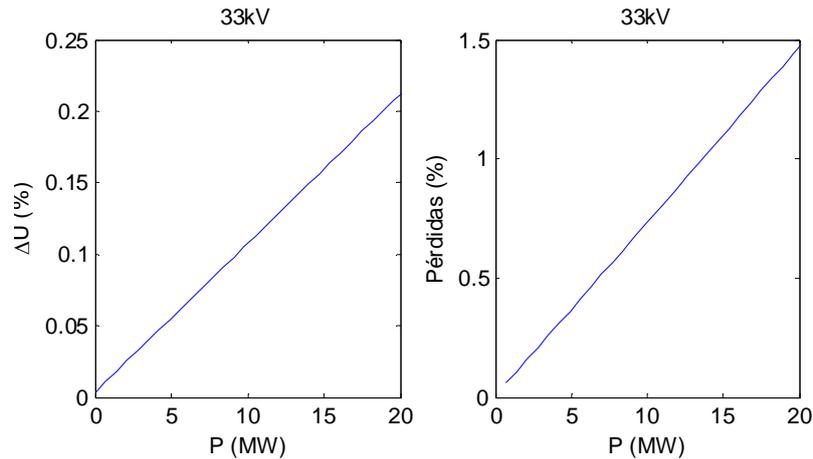


Ilustración 100: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de la línea subestación/c.reparto 240mm² (36kV)

Si la tensión nominal es de 33kV y se considera que las dos líneas desde la subestación al centro de reparto tienen la misma sección que los circuitos, de valores 95, 120 y 150mm² las caídas de tensión se incrementan respecto al caso anterior (Ilustración 101 a Ilustración 103). En la Ilustración 104 se presentan los valores de caída de tensión en el centro de reparto y pérdidas en la línea desde la subestación hasta el centro de reparto.

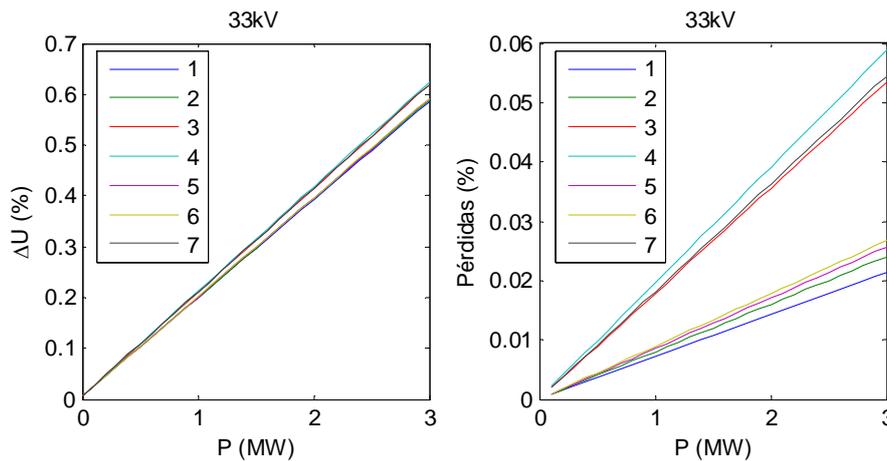


Ilustración 101: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 95mm² (36kV)

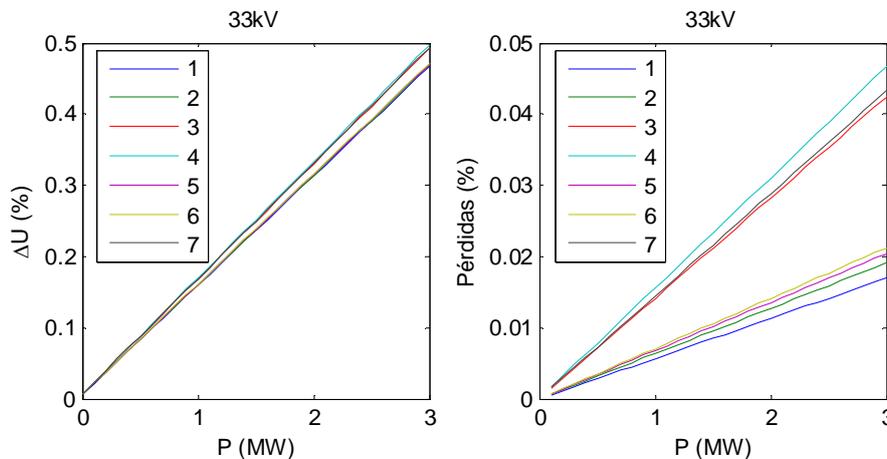


Ilustración 102: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 120mm² (36kV)

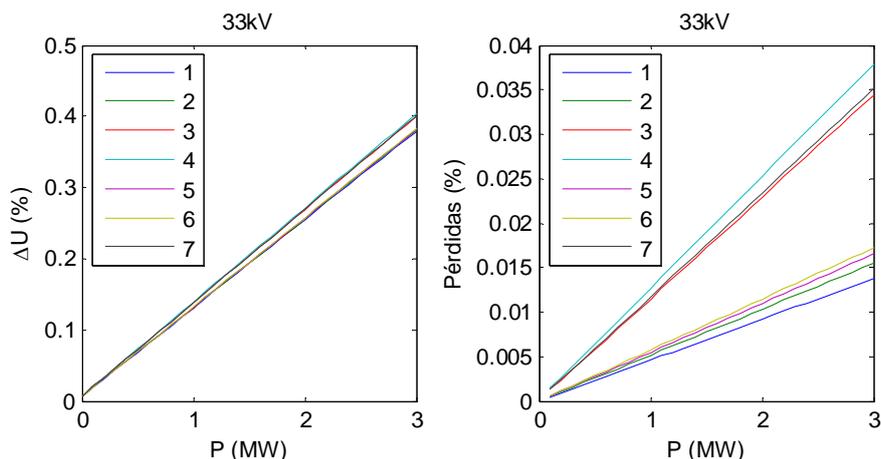


Ilustración 103: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de los 7 circuitos con conductor de 150 mm² (36kV)

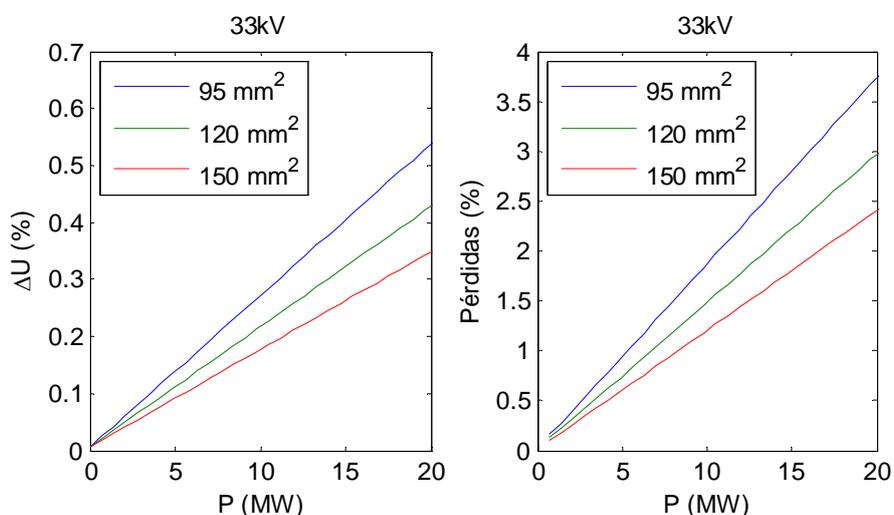


Ilustración 104: Caída de tensión y pérdidas en 33kV de la línea subestación/centro de reparto con diferentes conductores (36kV)

11.3.2. La potencia reactiva generada por los circuitos submarinos

Al igual que en la configuración radial, los circuitos submarinos tienen una elevada capacidad y cuando están en vacío son capacitivos. La potencia reactiva inyectada a la subestación en vacío es función del conductor empleado y la tensión de alimentación. Estos valores deben ser tenidos en cuenta cuando no hay generación por no haber oleaje, o por superar los límites de los generadores, ya que los circuitos sí estarán conectados. Se han considerado conductores con los 3 niveles de tensión nominal para los tramos entre el centro de reparto y los 7 polígonos, ya que tienen diferente capacidad debida a las distancias entre conductores y grosor de los materiales dieléctricos. Sin embargo, para las líneas que conectan el centro de reparto con la subestación únicamente se consideran los conductores de nivel de aislamiento 36kV, ya que son los únicos con capacidad para transportar toda la potencia de generación (20kV).

En la Ilustración 105 se representan los valores de la potencia reactiva en función de la potencia total generada, el tipo de conductor y el nivel de tensión de los circuitos. En todos

los casos la línea desde la subestación hasta el centro de reparto es de nivel de aislamiento 36kV y 240mm². En el nivel de 11kV están los circuitos 1-4 conectados a una línea y 5-7 a la otra. Se ha despreciado el consumo de potencia reactiva en el centro de control, y se ha considerado que si el transformador es de 66/33kV tiene una $u_{cc}=12.5\%$, si es de 66/20kV es del 10% y si es de 66/11kV es del 8.5%. Si el nivel de tensión de la red submarina es de 11kV el cambio de capacitivo a inductivo se produce para una potencia generada superior a 3.5MW. En 20kV el cambio se produce en torno a los 5.5MW y en 33kV se produce a partir de los 10MW.

Por lo tanto, va a ser preciso instalar un banco de condensadores regulable en la subestación de una capacidad de al menos 2.2MVar si el nivel de tensión empleado es de 11kV, o de 1.5MVar si el nivel fuese de 33kV, para garantizar el factor de potencia de la Plataforma en cada tramo horario, y evitar el pago por reactiva en la facturación.

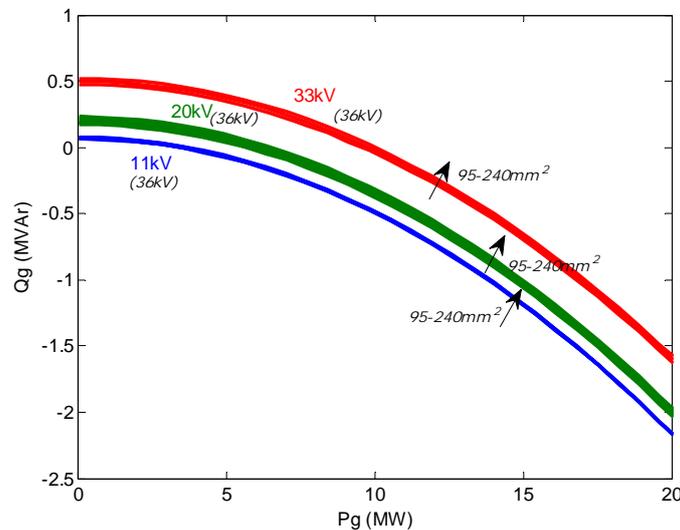


Ilustración 105: Potencia reactiva vs. potencia activa en barras de 66kV en función de la potencia activa total generada, con $Q=0$ en generadores y sin compensación en subestación, para diferentes conductores y configuración con centro de reparto

11.3.3. Compensación de reactiva en la Plataforma Experimental

Las instalaciones submarinas, si se realizan con conductores tripolares, son altamente capacitivas. Por otro lado, los generadores podrían funcionar con diferentes regímenes de generación de potencia reactiva. Con la normativa actual, atendiendo a que pertenecen al régimen especial, tendrían que trabajar a factor de potencia unitario. Esto provocará que cuando la potencia generada es baja, la red submarina se comporte como capacitiva pero si es elevada es inductiva. Por lo tanto, es preciso determinar como se va a realizar la compensación de reactiva de la Plataforma Experimental. La compensación debe estar compuesta por:

- Compensación individual en los WECs.
- Compensación en subestación de la Plataforma Experimental.

La compensación de subestación estará diseñada para garantizar que la Plataforma puede trabajar con factor de potencia unitario. Sin embargo, para evitar tener que dimensionarla contando con la posible generación entre todos los circuitos de 20MW, es preciso imponer a los equipos generadores a ensayar que su factor de potencia en el punto de conexión sea unitario. De este modo, la compensación de subestación únicamente cubrirá la parte debida a los circuitos que conectan los generadores con la subestación y el consumo del centro de control.

La compensación de reactiva de la subestación se puede realizar mediante una de las siguientes configuraciones:

- Banco de condensadores regulables conectados en media tensión.
- Banco de condensadores regulable conectado en el secundario de un transformador auxiliar MT/BT.

Si se opta por la configuración de banco de condensadores en media tensión, su instalación se realizaría en el campo de intemperie, mientras que si los bancos de condensadores son en baja tensión estos se instalarían en un armario dentro del edificio, al igual que su transformador MT/BT asociado.

Como se demostró anteriormente, va a ser preciso instalar un banco de condensadores regulable en la subestación de una capacidad de al menos 2MVAR si el nivel de tensión empleado es de 11kV, o de 1.3MVAR si el nivel fuese de 33kV.

12. Aspectos relativos a la calidad de onda

12.1. Valores límites relativos a la calidad de onda

Los límites de tensión exigidos en el funcionamiento de los generadores en España son los establecidos en la Orden de 5 de septiembre 1985 [21] según el tipo de generador. Además se establecen las protecciones de mínima tensión ($0.85 \cdot U_n$) y máxima tensión ($1.1 \cdot U_n$), así como las de máxima y mínima frecuencia (49-51Hz). En la Tabla 39 se presentan algunos valores a tener en cuenta para la conexión de generadores a la red de media tensión.

Tabla 39 Valores establecidos la Orden de 5 de septiembre 1985 para conexión de generadores

Tipo	P (MVA)	% capacidad de línea	Fdp	ΔU	V_{sincr} (%)	ΔU (%)	Δf (Hz)	Δfase (°)
Generadores síncronos	<1	<50%	>0.8			$\pm 8\%$	$\pm 0.1 \text{ Hz}$	$\pm 10^\circ$
	$1 < \dots < 5$							
	>5	(*)						
Generadores asíncronos	<1	<50%	>0.86	<5%	>90%			
	$1 < \dots < 10$							
	>10	(*)						

(*) Valor establecido por la compañía distribuidora de energía eléctrica

En el Real Decreto 413/2014 [22] se modifican los valores establecidos en el Real Decreto 1699/2011 [23] relativos a las protecciones de conexión máxima y mínima frecuencia en mínima frecuencia en 51Hz y 48Hz con temporización de máxima de 5s y de mínima de 3s y máxima y mínima de tensión entre fases de $1.15U_n$ y $0.85U_n$ según la Tabla 40. Además la establece que la reconexión cuando actúa la protección de máxima frecuencia solo se realizará si la frecuencia es menor o igual a 50Hz. Por último se establece que entre 1 y 36kV, es preciso añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

Tabla 40 Valores establecidos en [21][22] umbral de tensión y temporización en protección de generadores

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión –fase 1.	$U_n + 10\%$	Máximo 1,5 s
Sobretensión – fase 2.	$U_n + 15\%$	Máximo 0,2 s
Tensión mínima.	$U_n - 15\%$	Máximo 1,5 s*
Frecuencia máxima.	51 Hz	Máximo 0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	Mínimo 3 s

Los límites de tensión establecidos en la norma UNE-EN 50160 están entre el $\pm 10\%$ de la tensión nominal [24]. Además, en dicha norma se establecen los límites los parámetros eléctricos indicados en la Tabla 41 y en la Tabla 42.

Tabla 41: Resumen de los valores admisibles de calidad de producto según UNE-EN 50160

Frecuencia	Redes con conexión síncrona: 50 Hz±1% (10s, 99,5% año); 50 Hz+4%-6% (10s, 100% tiempo) Redes sin conexión síncrona: 50 Hz±2% (10s, 95% semana); 50 Hz±15% (10s, 100% tiempo)
Amplitud	Tensión nominal, Un: - 230 V entre fase y neutro (sistema a 4 hilos) - 400 V entre fases (sistema a 3 hilos)
Variaciones de tensión	Un±7% (10 min, 95% semana); Un+10%-15% (10 min, 100% tiempo)
Variaciones rápidas de tensión	5% Un (MT: 4%) 10% Un esporádicamente (MT: 6%) Parpadeo (flicker): Severidad de larga duración, Plt≤1 (2 h, 95% semana)
Huecos de tensión	En un año, desde algunas decenas a un millar, con duración menor de 1 s y profundidad inferior al 60% Uc. Hueco cuando la tensión de alimentación está entre el 90% y el 1% de Uc, entre 10 ms y 1 minuto. BT: 10 - 50%, MT: 10 - 50%
Interrupciones breves	En un año, desde algunas decenas a varias centenas, con duración menor de 1 s en el 70% de los casos. Interrupciones breves cuando la tensión es inferior al 1% de Uc durante menos de 3 min.
Interrupciones largas	En un año, desde 10 a 50, según las regiones. Interrupciones breves cuando la tensión es inferior al 1% de Uc durante más de 3 min
Sobretensiones temporales	1,5 kV. MT: 1,7 Uc (directamente a tierra o a través de una impedancia) 2,0 Uc (sin toma de tierra o tierra compensada)
Desequilibrio	U-/U+ ≤ 2% (10 min, 95% semana) En caso de líneas parcialmente monofásicas o bifásicas puede llegar al 3%.
Armónicos	THD ≤ 8% (10 min, 95% semana) Nota- calculado hasta el armónicos 40. Ver Tabla 42
Interarmónicos	Por DEFINIR

Tabla 42: Valores admisibles de las componentes armónicas de tensión según UNE-EN 50160

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Orden h	Tensión relativa (%)	Orden h	Tensión relativa (%)	Orden h	Tensión relativa (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6... 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

12.2. Evaluación de las perturbaciones eléctricas más habituales en instalaciones offshore

12.2.1. Evaluación del impacto de la puesta en tensión de los transformadores (Inrush)

La puesta en tensión de un transformador, aunque esté en vacío, provoca una sobreintensidad transitoria de conexión, denominada "inrush", que puede superar hasta en 13 veces a la corriente nominal, y con unas constantes de tiempo que pueden ser de entre 0.1 y 0.7 segundos. La causa de esta sobreintensidad es la magnetización del circuito magnético, lo que provoca la aparición de una corriente magnetizante cuyo valor de cresta puede ser muy superior a la intensidad nominal. El valor de cresta de la corriente es máximo cuando la conexión coincide con el paso por cero de la tensión y cuando la inducción remanente en la misma fase es máxima. Durante este período la corriente tiene gran número de armónicos pares. Este fenómeno es debido a una maniobra normal de explotación de la red; y por lo tanto las protecciones no deben actuar durante dicho transitorio.

Es preciso determinar el máximo valor que se va a permitir en la sobreintensidad de conexión de los transformadores de los dispositivos (WECs) para poder calibrar adecuadamente las protecciones en la subestación del Parque Experimental. Hay que tener en cuenta, que dichos transformadores, que estarán instalados dentro de los dispositivos pueden sufrir múltiples conexiones y desconexiones durante sus ensayos.

Con objeto de evaluar el impacto de la conexión de los transformadores, se ha realizado una simulación con los parámetros mostrados en la Tabla 43, en línea con las propuestas de configuración presentadas en este informe. En el caso del transformador de MT/BT asociado a un generador a ensayar en la plataforma, se ha supuesto el caso más desfavorable, que este tenga una potencia nominal equivalente a 1/7 de la potencia total del parque y con una tensión de cortocircuito baja.

Con los parámetros indicados se realiza la simulación transitoria de la conexión del transformador del WEC. De este modo, en la Ilustración 106 puede verse la evolución del valor eficaz de la tensión en el lado de 20 kV de la subestación de la Plataforma Experimental y del valor instantáneo de la corriente de conexión. En dichas gráfica puede verse que a pesar de que la corriente de conexión es superior a cuatro veces la intensidad nominal, la caída de tensión se mantiene por debajo del 3%, cumpliendo lo establecido en Tabla 41.

Tabla 43. Parámetros de simulación para corriente de conexión de un transformador

Red AT	
Tensión (ver 5)	66 kV
Potencia de CC (ver 11.1.4)	713 MVA
Ratio X/R	2.2
Transformador AT/MT (ver Tabla 31)	
Potencia	25 MVA
Configuración	YNyn0
Relación de transformación	66kV/20kV
Tensión de cortocircuito	10 %

Cables Offshore (20 kV) (ver 9.2)	
Sección cable submarino	120 mm ²
Longitud del cable	2600 m
Resistencia en CA (20°C)	0.197 Ω/km
Reactancia en estrella	0.105 Ω/km
Capacidad en estrella	0.31 μF/km
Transformador MT/BT	
Potencia	3 MVA
Configuración	Dy
Relación de transformación	20kV/690V
Tensión de cortocircuito	3 %

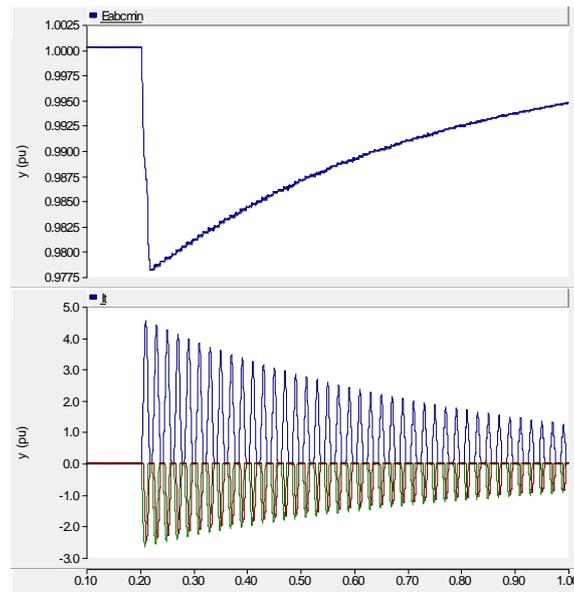


Ilustración 106: Evolución del valor eficaz de la tensión y de la corriente de conexión del transformador

12.2.2. Evaluación de las fluctuaciones de tensión o "flicker" provocado por los WECs

La oscilación de la potencia activa y reactiva de los generadores provoca fluctuaciones en la tensión. Estas fluctuaciones implican un problema de calidad de la energía, que se conoce como flicker de tensión. La franja de frecuencias más importante es la comprendida entre 10 mHz y 20 Hz, siendo la más severa a 8.8 Hz. En la Plataforma Experimental el período de las olas está entre 5 y 20s, lo que implica una frecuencia de 50 mHz a 200mHz. Dado que la mayoría de los generadores tendrán oscilaciones de tensión del doble de frecuencia, correspondiente a cada uno de los semiperíodos de las olas, esas serán de frecuencias entre 100 mHz y 400 mHz.

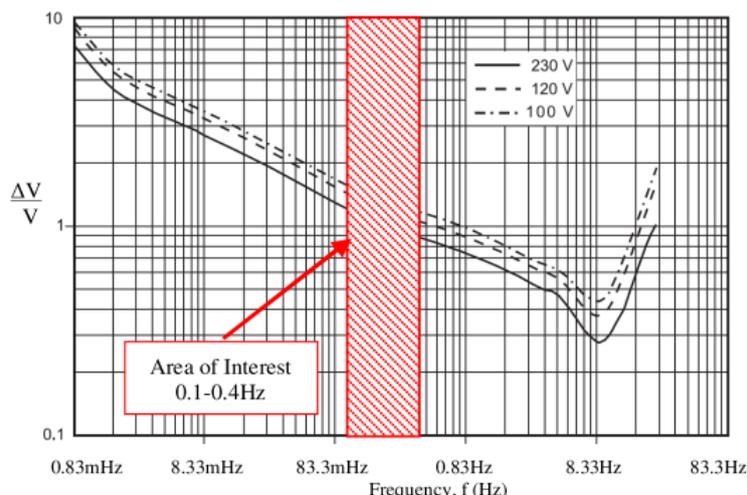


Ilustración 107: Franja de frecuencias de interés [19]

Por otro lado, la norma IEC 61000-3-7 [19] establece unos valores de severidad máxima de flicker de larga duración en media tensión de 0.7 (Plt: long term flicker) y de corta duración de 0.9 (Pst: short term flicker) y en alta tensión de 0.6 y 0.8 respectivamente [20]. Por lo tanto, los generadores deben estar dotados de los elementos necesarios para cumplir estos valores (almacenamiento de energía, configuración espacial, estrategia de control, compensación de reactiva, ...).

Con objeto de evaluar el impacto de la generación undimotriz en los niveles de flicker de la red de la Plataforma Experimental, se ha simulado el comportamiento del OWC del proyecto CORES al estar sus datos reales de generación disponibles, tal y como se puede ver en la Ilustración 108 [25]. Los datos de simulación son los similares a los del apartado anterior (ver Tabla 43) a los que hay que añadir los siguientes elementos mostrados en la Tabla 44. En estas condiciones de generación se ha simulado la emisión de flicker, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 45, los cuales son muy inferiores a los indicados en la normativa ($Pst < 1$). La evolución de la potencia y la tensión puede verse en la Ilustración 109 y en la Ilustración 110

Tabla 44. Parámetros de simulación para la evaluación del flicker

Generador OWC - CORES	
Potencia	1 MW (aprox.)
Nº de Generadores	20
Ratio X/R	2.2
Transformador MT/BT	
Potencia	1 MVA
Configuración	Dy
Relación de transformación	20kV/690V
Tensión de cortocircuito	3 %

Tabla 45. Valores de flicker (Pst) obtenidos mediante simulación

Nivel de tensión	Nivel de Flicker (Pst)
AT (66 kV)	0.021 - 0.031
MT (20 kV)	0.02 - 0.03
BT (690 V)	0.03 - 0.04

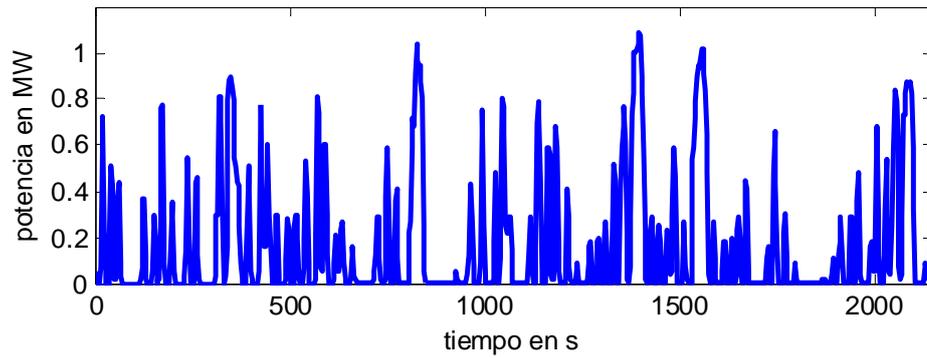


Ilustración 108: Potencia entregada por el OWC CORES

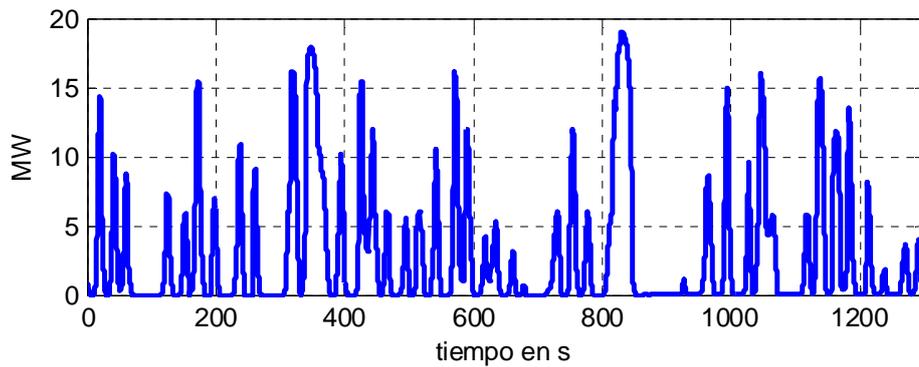


Ilustración 109: Evolución de la potencia inyectada por la plataforma con equipos OWC

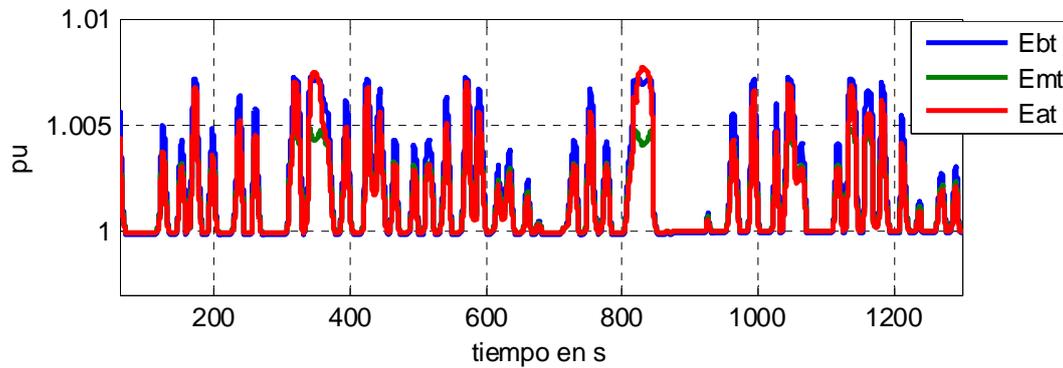


Ilustración 110: Evolución del valor eficaz de la tensión en baja tensión, media tensión y alta tensión

13. Análisis de fiabilidad de la red de evacuación

Un término fundamental para decidir que topología es la más adecuada en una instalación como el de la Plataforma Experimental es la fiabilidad de la instalación. En una instalación como esta, el objetivo no es alcanzar la máxima producción con la intención de obtener el máximo beneficio con la venta de energía. El objetivo fundamental es ensayar el comportamiento de equipos y prototipos de generación durante un determinado período. La instalación de este tipo de generadores implica unos elevados costes asociados al transporte e instalación en dicha Plataforma Experimental, y a los costes asociados a la duración de los ensayos. Por lo tanto, la red debe ser lo más fiable posible, tanto para poder garantizar que los ensayos van a durar el tiempo deseado, como por las condiciones en las que se realiza. Cualquier avería en los circuitos que conectan los generadores con la red de distribución puede implicar tiempos fuera de servicio muy elevados. Cuando se produce una avería en los cables submarinos, es preciso localizar el tramo de cable afectado, izarlo a la superficie y repararlo para poder reponer el servicio. Si la avería se produce en el conector submarino, únicamente se reduce el tiempo de localización, pero la reparación también requiere su izado a la superficie.

El problema es que si desde el punto de vista del recurso la Plataforma Experimental siempre tiene olas, desde el punto de vista de las operaciones de mantenimiento de la instalación, hay muy pocos días al año en que sea posible realizarlas. A partir del histograma de altura de olas (Ilustración 111) se puede observar que la mayor parte del tiempo las olas son superiores a 1m (96% del tiempo). Pero la mayoría de los trabajos no se pueden realizar con olas de 2 o más metros de altura. Por otro lado hay que considerar cuanto es el tiempo necesario para realizar una determinada operación: localización del defecto, reparación,...

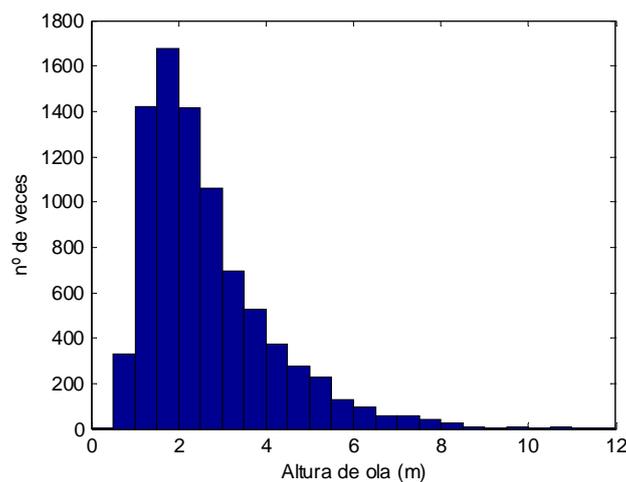


Ilustración 111: Histograma de altura de olas

La época del año en que la altura de las olas es menor, y es más probable que no haya olas de gran dimensión corresponde al período comprendido entre finales del mes de mayo y principios de septiembre (Ilustración 112). En la Ilustración 112 se presentan las alturas de olas de 3 años (2012-2014).

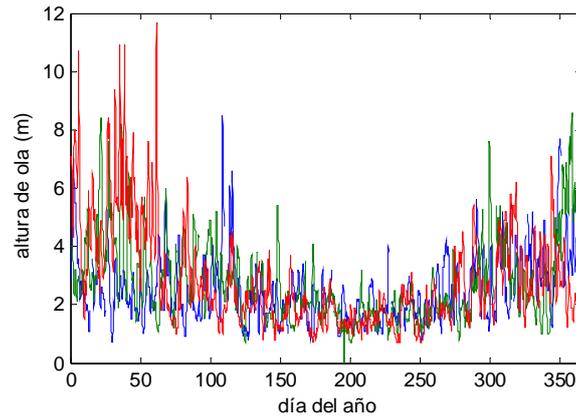


Ilustración 112: Altura de ola significativa en Punta Langosteira durante 3 años

En la Ilustración 113 se representa los valores del tiempo medio y máximo en los que la altura de las olas permanece por debajo y por encima de dicha altura. En la Ilustración 114 se presentan los valores medios y la desviación respecto a la media de $\pm 30\%$ de las veces (percentiles 20 y 80). Además, en la Ilustración 115 se representa el número de veces al año que ocurren dichos estados, o transiciones entre estar por debajo y por encima de una determinada altura de ola.

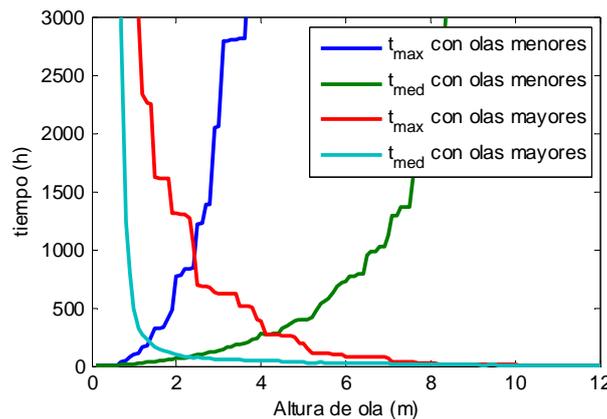


Ilustración 113: Tiempos máximos y medios de períodos con alturas menores y mayores a una dada

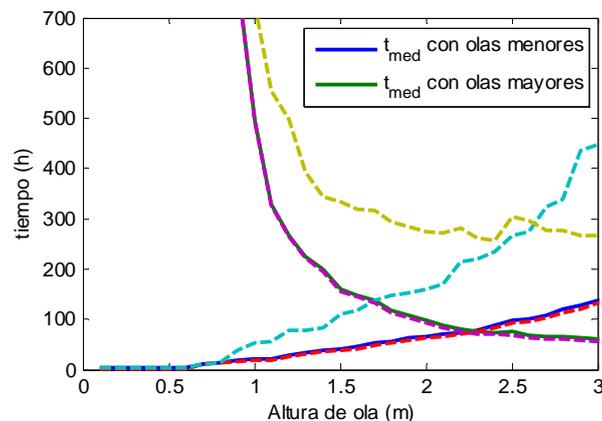


Ilustración 114: Tiempos medios de períodos con alturas menores y mayores a una dada $\pm 30\%$ (trazos)

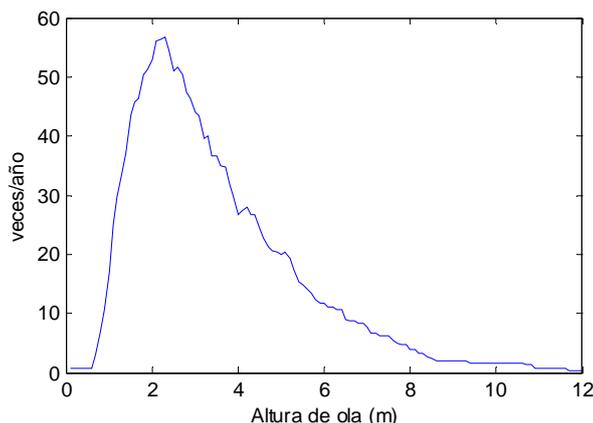


Ilustración 115: Veces al año que hay transición de alturas de ola menores a mayores

A partir de dichas ilustraciones se pueden extraer los valores para diferentes alturas de ola (Tabla 46). Así por ejemplo, aquellas operaciones que requieran trabajar con un oleaje de menos de 1m solamente se podrán hacer en 17 ocasiones al año, con períodos de trabajo continuo en torno a 20 horas. El tiempo medio entre dos períodos con olas de menos de 1m es de 495h, aunque puede llegar a superar las 727h (1mes) en el 20% de los casos (ver Tabla 46).

Tabla 46 Duración de los intervalos con olas menores y mayores que una altura dada

Hs (m)	Tiempo (h) con altura menor que			Tiempo (h) con altura mayor que			Veces/año
	20%	50%	80%	20%	50%	80%	
1	19	20	54	493	495	727	17
1.5	38	40	111	156	161	335	44
2	62	63	160	94	99	273	53
2.5	93	98	268	68	74	304	51

La principal ventaja de la Plataforma Experimental de Punta Langosteira es que tiene las instalaciones del Puerto Exterior de A Coruña al lado. Esto permite que si la embarcación encargada de realizar las operaciones de mantenimiento o reparación tiene que abrigarse durante unas horas por causas climatológicas, puede hacerlo en poco tiempo. Además, cualquier operación que requiera poco tiempo la puede hacer en cualquier período de calma, dado que los tiempos de acceso a la instalación son muy pequeños.

En [13] se proponen los valores de tasa de fallo y tiempo medio de reparación de la Tabla 47. Considerando dichos valores, y calculando la indisponibilidad media de cada punto de conexión en la Plataforma Experimental, se obtienen los valores de la Tabla 48. Se puede observar que la indisponibilidad con centro de reparto representa entre un 28% y un 60% de la indisponibilidad con configuración radial. Sin embargo, la tasa de fallos de la configuración con centro de reparto es superior a la de la configuración radial (entre un 102 y un 175%), debido a que en la primera además de la tasa de fallos de las líneas interviene la tasa de fallos de las celdas del centro de reparto. Sin embargo, debido a la posible reconexión de los generadores de una línea a la otra, la indisponibilidad es menor.

Tabla 47 Tasa de fallo y tiempo medio de reparación de circuitos marinos [Scutariu]

Equipo	Tasa de fallos	Tiempo medio de reparación
Cables submarinos	0.015/km/año	2160h (90 días)
MV breaker	0.025/año	120h

Tabla 48 Indisponibilidad para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas con tiempo de reparación de 2160h [Scutariu]

Nudo	Indisponibilidad (h/año)		%
	radial	centro de reparto	
1	38.9	16.3	41.8
2	53.5	17.9	33.5
3	68.0	35.7	52.5
4	64.8	38.9	60.1
5	55.1	18.9	34.2
6	69.7	19.5	28.0
7	84.2	36.4	43.2
C. reparto	----	0.023	----

Tabla 49 Tasa de fallos para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas

Nudo	Tasa de fallos (fallos/año)		%
	radial	centro de reparto	
1	0.0180	0.0316	175.4
2	0.0248	0.0323	130.2
3	0.0315	0.0406	128.9
4	0.0300	0.0421	140.3
5	0.0255	0.0328	128.7
6	0.0323	0.0331	102.5
7	0.0390	0.0409	104.8
C. reparto	----	0.00056	----

En la Ilustración 116 se representa la indisponibilidad en función del tiempo de reparación por kilómetro de línea submarina para los siete circuitos si la configuración es radial o si es con centro de reparto en jacket.

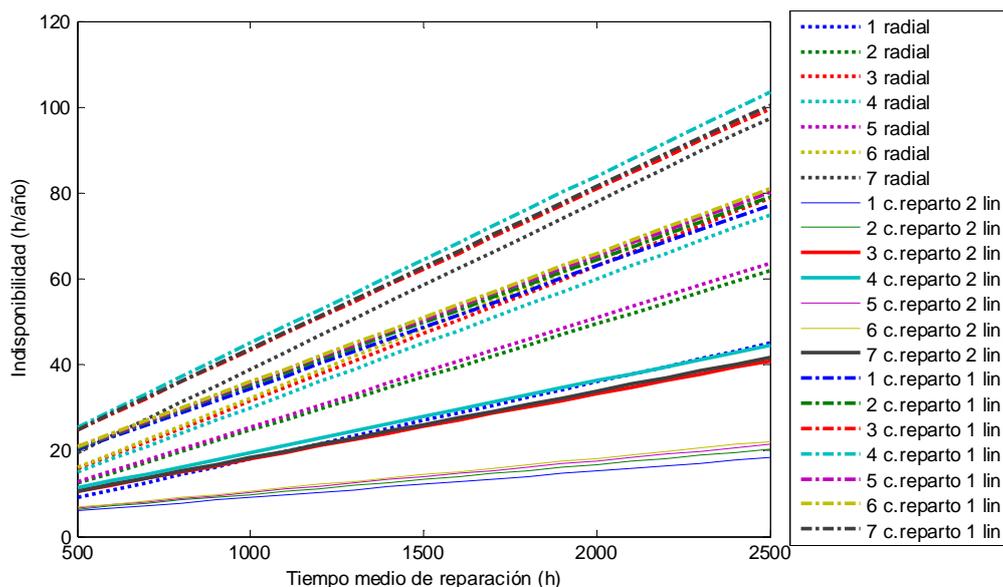


Ilustración 116: Indisponibilidad de los 7 circuitos para las dos configuraciones en función del tiempo medio de reparación

Si el tiempo medio de reparación fuese de 500 horas y considerando la misma tasa de fallos, los valores de indisponibilidad se reducirían considerablemente (Tabla 50). Considerar 500 horas es muy optimista para la Plataforma Experimental, ya que según los datos de la Tabla 46, el tiempo medio con olas continuas superiores a 1m es de 495 horas y el tiempo medio de permanencia del mar con olas de menos de 1m es de 20h. Es decir, en función de la capacidad de realizar las operaciones de localización del defecto y su reparación con una determinada altura de ola, la indisponibilidad será mayor o menor.

Tabla 50 Indisponibilidad para los siete nudos en las dos configuraciones propuestas con tiempo medio de reparación de 500h

Nudo	Indisponibilidad (h/año)		%
	radial	centro de reparto	
1	9.0	6.0	66.9
2	12.4	6.4	51.7
3	15.8	10.5	66.8
4	15.0	11.3	75.2
5	12.8	6.7	51.9
6	16.1	6.8	42.0
7	19.5	10.7	54.7
C. reparto	----	0.30	----

El centro de reparto puede ser explotado conectado con una línea desde tierra o con las dos en paralelo. Sin embargo, también se plantea la posibilidad de que ambas líneas estén conectadas a dos niveles de tensión diferente. En este caso, la indisponibilidad de los circuitos se incrementa, ya que en caso de avería no pueden ser conectados a la otra línea. En esta situación la indisponibilidad de cada circuito es superior a la indisponibilidad con configuración radial (Ilustración 117).

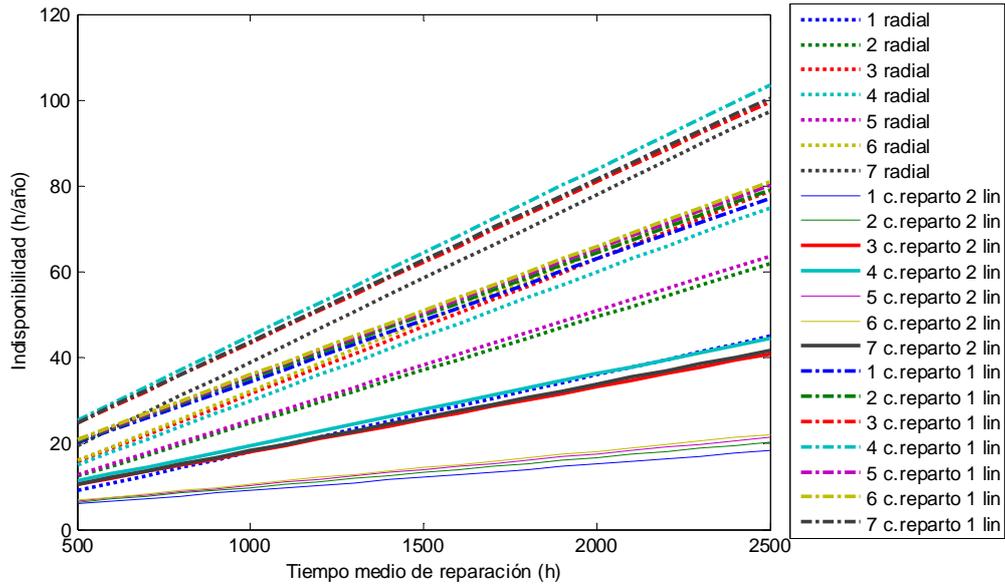


Ilustración 117: Indisponibilidad de los 7 circuitos para la configuración radial y con configuraciones de centro de reparto conectado con 2 líneas en paralelo o solamente con 1 línea

14. Estimación de costes de la instalación

Para determinar el coste de realizar una infraestructura como la Plataforma Experimental requiere de un análisis de mucho detalle. Sus características especiales no permiten calcular de forma precisa los costes reales, principalmente en la parte marina de la instalación.

En este apartado se va a analizar el orden de magnitud de los costes más relevantes en una instalación de este tipo en base a valores obtenidos de diferentes publicaciones.

14.1. Coste de las líneas de conexión con la red de distribución

Se han planteado múltiples opciones de conexión entre la Plataforma Experimental y la red de distribución. Las principales diferencias entre las configuraciones propuestas es si el tendido es aéreo o subterráneo y si se instala un circuito sencillo o un doble circuito. Para determinar los costes aproximados (Tabla 51) se han empleado los precios publicados en el BOE como valores unitarios de inversión para líneas aéreas y subterráneas de la red de transporte [8] [9]. En función de la configuración seleccionada, los costes pueden variar entre 0.76M€ y 4.6M€.

Tabla 51 Costes de las líneas de conexión con la red de distribución con diferentes configuraciones

Nº de circuitos y tendido	longitud	Coste unitario	Coste
<i>Configuración en lazo subterráneo en terrenos del Puerto Exterior</i>			
Doble circuito subterráneo 66kV	1.5km	1.38M€/km+0.58M€	2.66M€
<i>Configuración en lazo aéreo desde Ártabra</i>			
Doble circuito aéreo 66kV	1.5km	0.297M€/km+0.56M€	1.0M€
<i>Configuración en T en terrenos del Puerto Exterior</i>			
Simple circuito subterráneo 66kV	1.5km	0.719M€/km+0.44M€	1.52M€
<i>Configuración en T desde Ártabra</i>			
Simple circuito aéreo 66kV	1.5km	0.222M€/km+0.42M€	0.755M€
<i>Configuración con línea doble desde Sabón</i>			
Doble circuito aéreo/subterráneo 66kV	1km+2km	0.297M€/km+0.56M€ 1.38M€/km+0.58M€	3.63M€
Posición intemperie 66kV (Sabón)	2	0.5M€	1.0M€
<i>Configuración con línea simple desde Sabón</i>			
Simple circuito aéreo/subterráneo 66kV	1km+2km	0.22M€/km+0.42M€ 0.72M€/km+0.44M€	2.97M€
Posición intemperie 66kV (Sabón)	1	0.5M€	0.5M€

14.2. Coste de la subestación de la Plataforma Experimental

En función del número de transformadores AT/MT a instalar en la subestación y de la potencia de estos, los costes a considerar son del orden de los establecidos en la Tabla 52, según los precios publicados en el BOE como valores unitarios de inversión para posiciones y transformadores [8] [9]. El coste de la subestación estará en torno a 2.1M€, aunque si se

opta por instalar solo una entrada y un solo transformador el coste se puede reducir hasta 1.3M€ y se podría elevar hasta cerca de los 3M€ si se opta por posiciones blindadas en 66kV.

Tabla 52 Costes de los elementos de la subestación AT/MT

Elemento	unidades	Coste unitario	Coste
Posición intemperie 66kV	2	0.5M€	1M€
Transformación 66/33kV	20MVA	0.015M€/MVA	0.3M€
Transformación 66/11kV	20MVA	0.015M€/MVA	0.3M€
Transformación 66/33kV	10MVA	0.018M€/MVA	0.18M€
Transformación 66/11kV	10MVA	0.018M€/MVA	0.18M€
Posiciones MT y centro de control			0.5M€

14.3. El coste de los circuitos submarinos

El coste de los circuitos submarinos se compone de dos términos claramente diferentes:

- El coste de los cables
- El coste de instalación los cables en el lecho marino

En las instalaciones marinas el coste de instalación puede ser muy superior al coste de los cables, a pesar de que los conductores empleados son más caros que los empleados en tierra. Pero además, el coste del tendido en el lecho marino es muy difícil de determinar, ya que una parte muy importante está asociada a las dificultades o limitaciones asociadas al estado del mar y de la meteorología. Esto provoca que teniendo todo el material y los equipos preparados en puerto, se tenga que esperar semanas hasta que las condiciones del mar permitan la instalación, con unos costes fijos por día muy elevados. Además, las embarcaciones que se emplean para dicho tendido no están habitualmente en los puertos del entorno, por lo que la planificación debe ser realizada con tiempo para poder ser efectivos.

En relación a los costes de los cables, también es difícil estimar su precio, ya que depende entre otras variables de:

- La sección del conductor
- La tensión nominal del conductor
- La configuración del conductor (unipolar, tripolar, con cable de comunicaciones,...)
- La longitud de los circuitos

En general, la información disponible en la bibliografía consultada sobre los costes de conductores en función de variables como la sección o la tensión corresponden a instalaciones de parques eólicos offshore, donde las longitudes totales son enormes comparadas con el proyecto que aquí se analiza. En general, los costes de pequeña longitud

tienen unos costes superiores por unidad de longitud. Además, hay gran variación de precios entre los datos de unos documentos y otros llegando a ser superiores al 100%.

Por otro lado, los costes cuando se emplean conductores unipolares son superiores debido a que implican 3 tendidos por circuito, y únicamente se emplean en grandes instalaciones. Es decir, no son extrapolables a la instalación en estudio. A continuación se presentan los valores de los costes de algunas referencias de la bibliografía consultada.

Atendiendo a los valores empleados en [10], el coste estimado de inversión, incluyendo el tendido de cable, se puede aproximar por (Ilustración 118):

$$\text{Coste}_{\text{MT}} = 195 + 0.53 \cdot \text{sección} \quad (\text{€/m})$$

$$\text{Coste}_{\text{AT}} = 230 + 0.55 \cdot \text{sección} \quad (\text{€/m}).$$

Por lo tanto, el coste fijo del tendido de cableado submarino en MT estaría en torno a 195€/m y el coste del conductor sería de 50€/m para 95mm² y 63€/m para 120mm². Es decir, el sobrecoste total de emplear 120 mm² en lugar de 95 mm² sería de un 5%.

Algunos de los costes tenidos en cuenta son:

- Ilustración 119: Costes de los conductores para diferentes secciones y niveles de tensión, sin incluir el tendido [11].
- Ilustración 120: Costes de los cables incluyendo el coste del tendido [12].
- Ilustración 121: Costes de los cables, pero sin incluir el coste del tendido [13].
- Ilustración 122: Costes de los conductores de dos fabricantes, donde se puede observar una gran variación, que puede ser de más del doble para algunas secciones [14].
- Ilustración 123: Costes de los conductores de 240kV y 400kV sin incluir el tendido, y se da como coste de instalación de 100€/m [15].

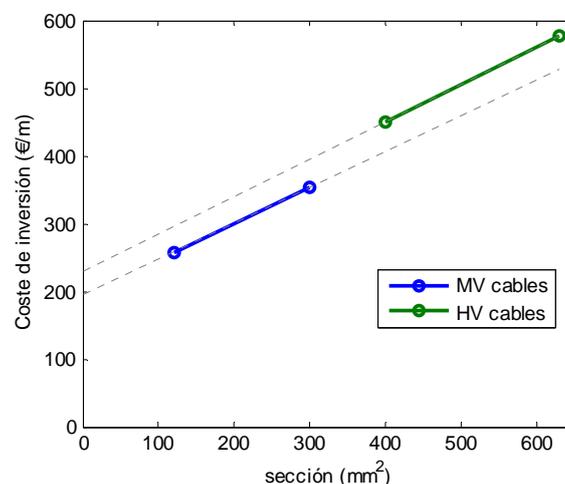


Ilustración 118: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección [10]

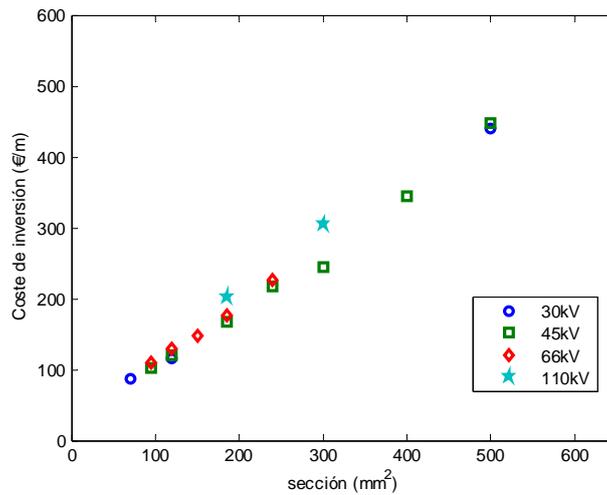


Ilustración 119: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección del conductor sin coste de instalación [11]

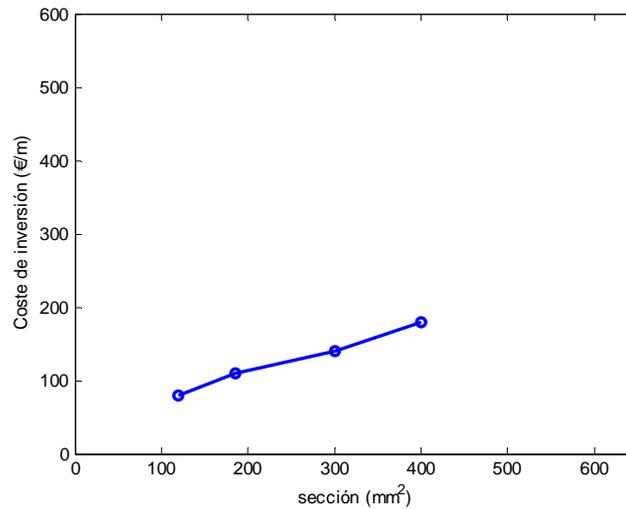


Ilustración 120: Costes de inversión de conductores submarinos en función de la sección [12]

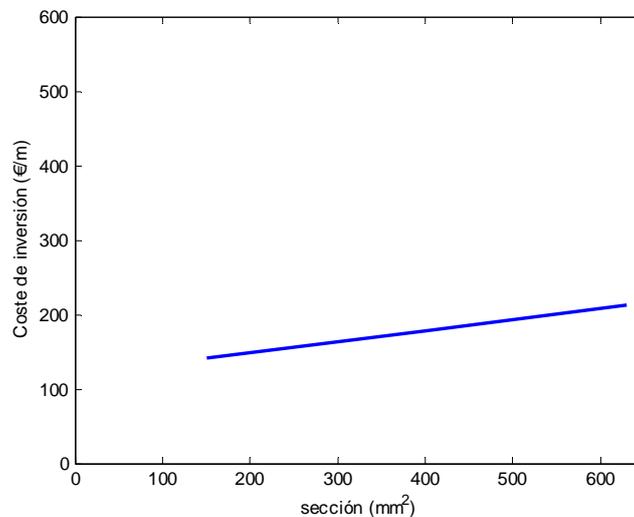


Ilustración 121: Costes de conductores submarinos sin instalación [13]

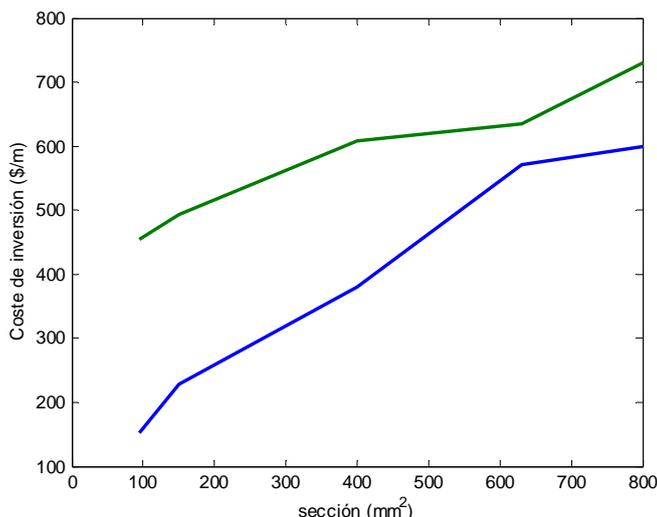


Ilustración 122: Costes de inversión de conductores submarinos de 2 fabricantes [14]

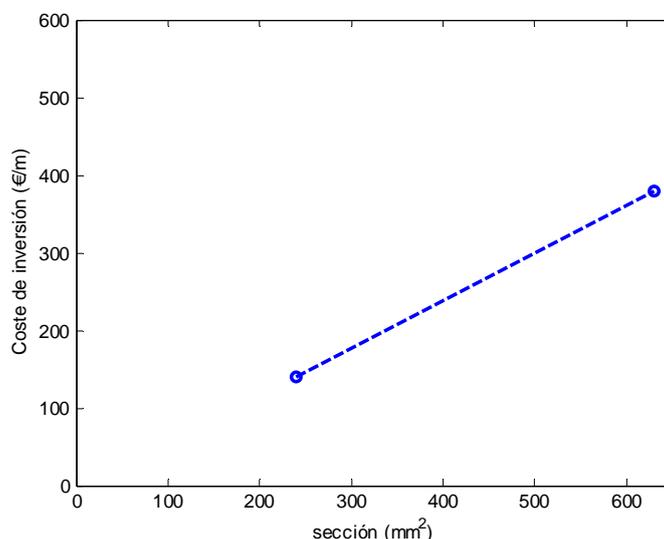


Ilustración 123: Costes de inversión de conductores submarinos sin incluir el tendido [15]

Algunos los costes siguientes considerados son:

- Tendido y dragado: 25 – 55 €/m
- Cable de 10 kV: 200 €/m
- Cable de 30 kV: 270 €/m

Además, en relación a las embarcaciones (vessel) empleadas, se pone como ejemplo que para un tonelaje de 7500Tm de velocidad 12 nudos, el coste fijo de movilización es de 0.5M€ y el coste diario es de 18k€/día.

En [17] se estima en 50€/m los costes de tendido de cables submarinos.

En [18] se presentan costes de distintos elementos, aunque referidos a instalaciones de alta tensión. En relación al coste de instalación, su valor es de 89€/m.

Atendiendo a los valores anteriores, si se considera que el coste de los cables más su instalación está en torno a 400 €/m, el coste de instalar los 7 circuitos con configuración

radial y 13.4km de cables sería de 5.4M€, frente a 3.2M€ que constaría la instalación de los cables en la configuración con centro de reparto y una longitud total de 8km (Tabla 53). Por lo tanto, el coste del jacket con el centro de reparto y su instalación determina cual de las dos configuraciones es más barata.

Tabla 53 Costes de la instalación submarina

Coste instalación submarina	Configuración		
	radial	c.reparto	
Circuitos	7 circuitos	7 circuitos	Líneas subest./c.reparto
Longitud cables	13400m	4950m	3000m
Coste	5.4M€	2M€	1.2M€
Coste total	5.4M€	3.2M€	

15. Consideraciones relativas a la planificación de ejecución

Una propuesta que permitiría la construcción de la Plataforma Experimental en varias etapas, pero con capacidad para ensayar equipos WECs desde un inicio sería lo más adecuado. Esta configuración, si se coordina con el Puerto Exterior, permitiría compartir costes e infraestructuras, reduciendo la inversión y ganando tiempo y recursos. Esta propuesta contemplaría las siguientes estrategias (ver Ilustración 124, Ilustración 125, Ilustración 126, Ilustración 127, Ilustración 128 e Ilustración 129):

- Red de distribución: el Puerto Exterior necesitará en los próximos años una subestación para poder suministrar la potencia necesaria a las instalaciones que allí se implanten. El lazo Sabón-Ártabra-Edar-S.Pedro-Sabón no tiene capacidad para conectar más consumos y será preciso instalar un nuevo lazo desde la subestación de Sabón. Debería plantearse realizar dicha instalación mediante un lazo subterráneo, por ejemplo en 66kV que fuese común para el Puerto Exterior y la Plataforma Experimental.
- Subestación: la subestación necesaria para la Plataforma Exterior podría ser compartida con el Puerto Exterior. De este modo, las posiciones de entrada y barras serían comunes, separándose las posiciones de transformación de la Plataforma Experimental y las del Puerto Exterior. Esto permitiría optimizar espacio e infraestructuras.
- Barras de subestación: se optaría por una configuración de doble barra para aumentar la fiabilidad de las instalaciones del Puerto Exterior y de la Plataforma Experimental.
- Posiciones transformadoras: inicialmente se instalaría un único transformador AT/MT de 66/33kV o 66/11kV, aunque se dejaría reservado el espacio para un segundo transformador.
- El centro de control: estaría contiguo a la subestación y contendría las instalaciones en media tensión de la plataforma exterior. La configuración de las celdas de media tensión tendrían la configuración correspondiente a 2 circuitos de salida, similar a la propuesta para configuración con centro de reparto.
- Circuitos marinos: inicialmente se instalarían 2 circuitos marinos desde las celdas de salida de MT situadas en el centro de control de la subestación. Su tendido terminaría en el área marina en puntos situados entre los polígonos 1-4-5 y 2-3-6-7. De este modo, sería posible instalar 2 generadores undimotrices.
- Centro de reparto: se podría instalar posteriormente, cuando sea viable económicamente el jacket en su posición entre los polígonos 1, 2, 5 y 6. Los conductores pertenecientes a los 2 circuitos anteriores serían reinstalados hasta el centro de reparto situado en el jacket, instalándose los nuevos circuitos.

- Circuitos submarinos definitivos: una vez instalado el jacket con el centro de reparto, se instalarían los 7 circuitos submarinos definitivos hasta cada uno de los 7 polígonos.
- Ampliación de las instalaciones de MT situadas en la subestación o en el centro de reparto para permitir la configuración de conexión de generadores con alimentación en BT, instalando el transformador MT/BT y las protecciones.

Con esta configuración se consigue separar en dos fases la realización de las instalaciones, que pueden estar distanciadas en el tiempo, lo que permitiría escalonar la inversión. Por otro lado, se reducirían una parte importante de los costes al compartir la red de distribución y parte de la subestación con el Puerto Exterior.



Ilustración 124: Fase I, construcción de doble circuito Sabón/Subestación P.Exterior y P.Experimental

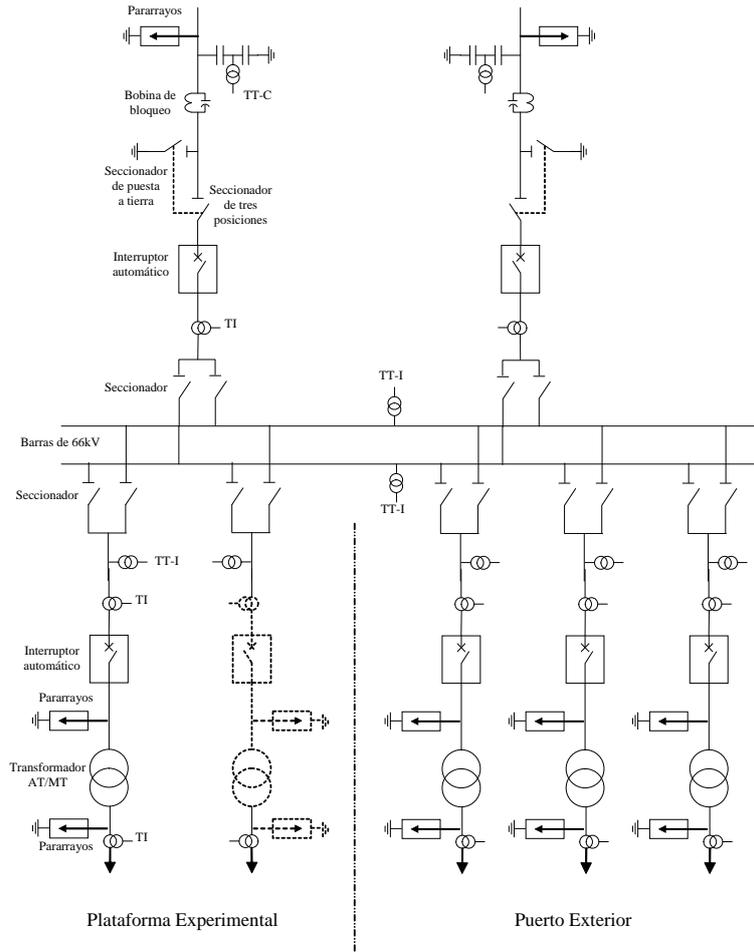


Ilustración 125: Fase I: Subestación común para Plataforma Experimental y Puerto Exterior

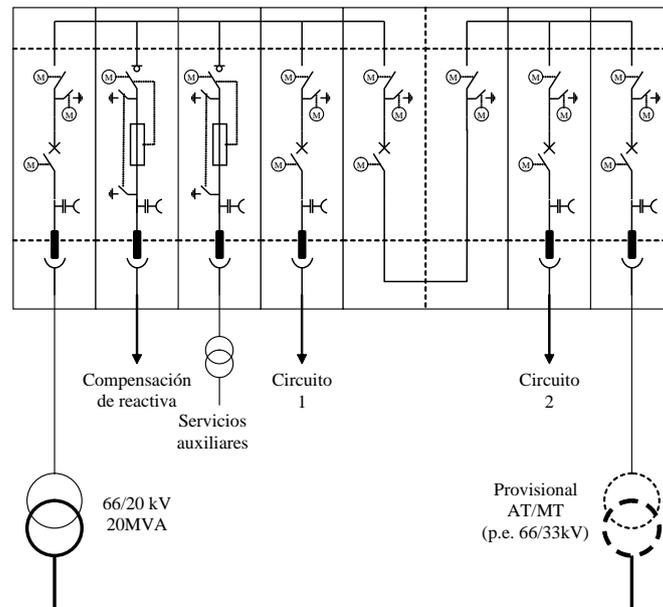


Ilustración 126: Fase I: configuración mínima de celdas de MT en subestación

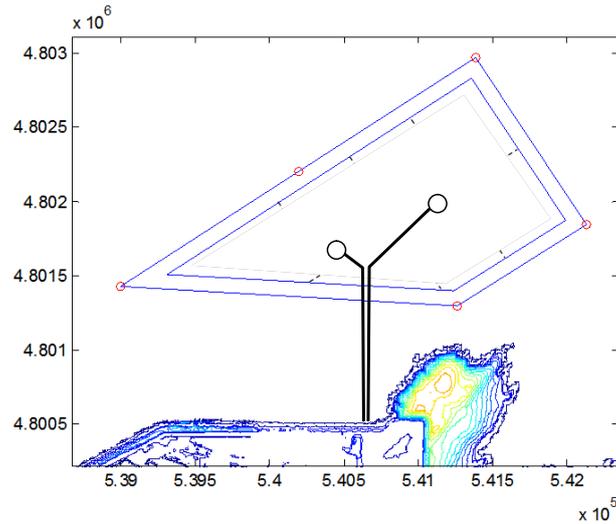


Ilustración 127: Fase I: 2 circuitos submarinos entre subestación y área marina de la plataforma

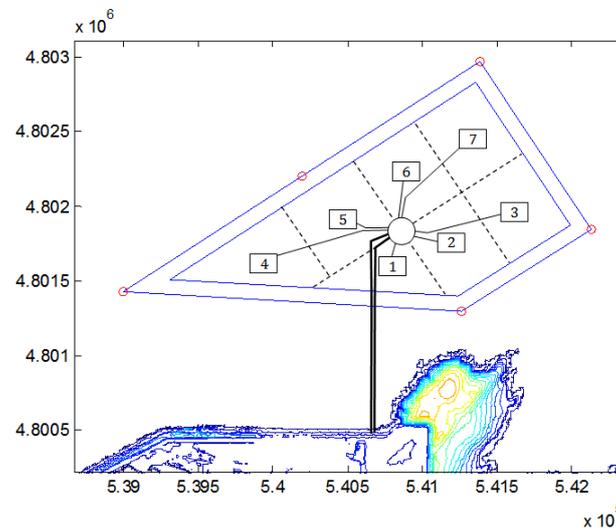


Ilustración 128: Fase II: instalación de jacket con centro de reparto y 7 circuitos submarinos desde él

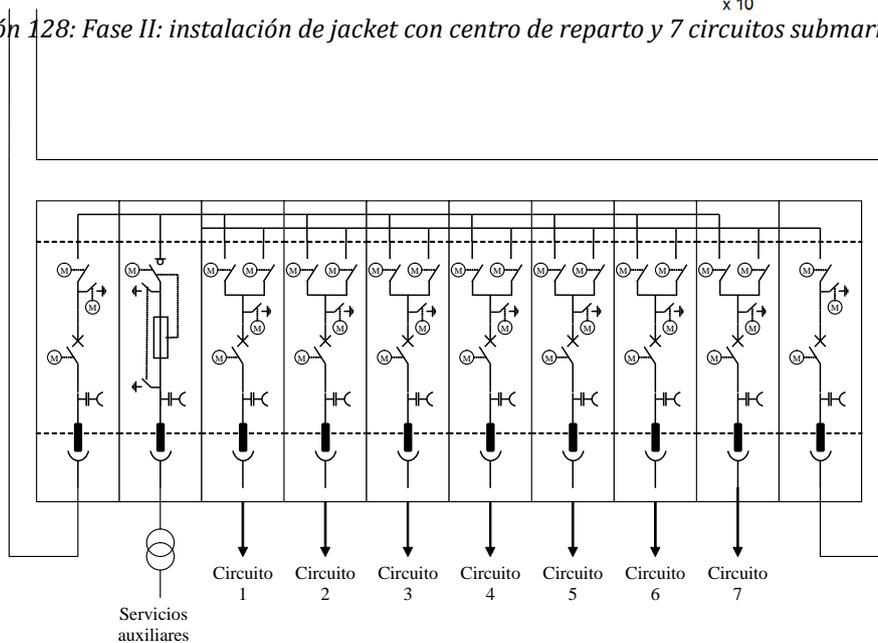


Ilustración 129: Celdas de MT en el centro de reparto situado en el jacket

16. Principal normativa relativa a los aspectos técnicos de la conexión a la red eléctrica aplicable a las instalaciones y generadores conectados en la Plataforma Experimental

La conexión de los generadores undimotrices a la red de distribución a través de la subestación de la Plataforma Experimental, implica que le son de aplicación de modo individual y en su conjunto a la Plataforma Experimental, entre otras las siguientes normativas, directivas, códigos de red,... que a continuación se relacionan:

- **Orden de 5 de septiembre 1985. Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica. Ministerio Industria y Energía. BOE 12 septiembre 1985, núm. 219, págs. 28810-28814 [21]:** es la única normativa vigente aplicable a la generación undimotriz desde el punto de vista de requisitos administrativos y técnicos conexión y funcionamiento. En ella se especifican los trámites a realizar con la compañía distribuidora, se establecerán las condiciones de conexión, teniendo en cuenta parámetros como son la tensión nominal, potencia de cortocircuito, capacidad de la red, tipo de tendido de la red, tipo de tierra, tipos, características y ajuste de protecciones,... Además se determinan parámetros a considerar en función del tipo de generador conectado (síncrono, asíncrono, continua) y sus equipos auxiliares (inversores, variadores,...) y el modo de conexión (velocidad mínima, caídas de tensión, diferencias de fase y de frecuencia,...).

En dicha orden se indica que en las centrales conectadas a la red de alta tensión, el transformador de conexión ha de tener al menos uno de sus devanados en triángulo.

- **Procedimientos de operación:** son múltiples los procedimientos de operación que hay que considerar para el diseño y explotación de la Plataforma Experimental, pero se destacan los siguientes:
 - P.O. 1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema (Resolución de 18-5-2009, BOE 28/05/09): establece entre otras el valor de disparo de las protecciones por frecuencia.
 - P.O. 3.1 Programación de la generación (Resolución de 08-05-2014, BOE 09/05/2014), a considerar en la explotación.
 - P.O. 3.7 Programación de la generación de origen renovable no gestionable (Resolución de 18-5-2009, BOE 28/05/09), a considerar en la explotación.
 - P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (Resolución de 04-10-2006, BOE 24/10/06): solo es

de aplicación si se instalan aerogeneradores offshore en la Plataforma Experimental.

- Separata del borrador de P.O.12.2. Requisitos técnicos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a la red. Establece requisitos de los generadores relativos a regulación P-f, y regulación Q-V, inercia... En la fecha de redacción de este informe está pendiente de aprobación.
- ***Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. BOE núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978:*** entre otros aspectos, clasifica la generación en categorías y grupos, estando incluida la generación eólica offshore en el subgrupo b.2.2 y la undimotriz en el grupo b.3. Además se establecen los criterios para aplicar el régimen retributivo de la instalación, y se determinan que no son aptos para participar en los servicios de ajuste del sistema eléctrico nacional.
- ***Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.***
- ***Real Decreto-ley 9/2013, del 13 de julio de 2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*** Establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de energías renovables. El régimen económico se basa en un término por unidad de potencia que cubra los costes de inversión, y un término de operación.
- ***Propuesta de procedimientos de operación básicos de las redes de distribución de energía eléctrica (CNMV):*** establecen procedimientos relativos a la red de distribución y los equipos conectados a ellos. Estos procedimientos pendientes de aprobación a la fecha de elaboración de este informe. Algunos de los procedimientos que serían de aplicación son:
 - POD 1.1: Caracterización de la demanda e infraestructuras de red de distribución.
 - POD 2: Determinación del punto de conexión de suministros.
 - POD 7: Programación del mantenimiento.
 - POD 8: Gestión de descargos.
 - POD 9: Criterios de funcionamiento y operación de la red de distribución.

- POD 10: Información intercambiada por los distribuidores.
- POD 11: Planes de emergencia.
- **Normas UNE-EN 50160 y UNE-EN 50160:2011/A1:2015: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.** Esta norma establece los valores de tensión nominales, frecuencia, flicker, desequilibrio, armónicos, interrupciones, huecos de tensión, sobretensiones,....

Atendiendo a lo establecido en la norma UNE-EN 50160, la red interior de la Plataforma experimental es en media tensión (<36kV) y la conexión con la red de distribución es en alta tensión.

Referencias

- [1] Robert Donaghy. "HV Submarine Cable Systems Design, Testing and Installation" CIGRE Ireland Technical Seminar. 2010
- [2] Meteogalicia. "Atlas de oleaje de Galicia. caracterización del oleaje costero con alta resolución" 2015
- [3] Meteogalicia. "Creación de un Atlas de viento costero de alta resolución para Galicia combinando WASP y las salidas del modelo WRF de Meteogalicia". 2015
- [4] <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- [5] <http://www2.meteogalicia.es/galego/observacion/estacions/estacions.asp>
- [6] Energies 2013, 6, 1344-1364; doi:10.3390/en6031344
- [7] Nielsen, K., Krogh, J., Brodersen, H. J., Steenstrup, P. R., Pilgaard, H., Marquis, L., ... Kofoed, J. P. (2015). Partnership for Wave Power - Roadmaps: Wave Energy Technology Roadmaps. Aalborg: Department of Civil Engineering, Aalborg University. (DCE Technical Reports; No. 186)
- [8] Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero (BOE)
- [9] Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre (BOE)
- [10] M. Banzo, A. Ramos, "Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms" IEEE Trans. On Power Systems. Vol. 26, nº 3, 2011
- [11] Hou, Peng; Hu, Weihao; Chen, Zhe "Optimal Selection of AC Cables for Large Scale Offshore Wind Farms" Proc. of the 40th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2014
- [12] J. Bauer, J. Lysgaard. "The Offshore Wind Farm Array Cable Layout Problem – A Planar Open Vehicle Routing Problem"
- [13] Mircea Scutariu, Dr. Xiao Yi "Optimisation of offshore wind farm collection systems" Mott MacDonald, Glasgow, United Kingdom
- [14] Jim Green, Amy Bowen, Lee Jay Fingersh, Yih-Huei Wan "Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power" National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas
- [15] Offshore Wind Assessment For Norway. Final Report. 24th March 2010, Douglas-Westwood
- [16] Kim Nielsen "Annex II Extension. Development of Recommended Practices for Testing and Evaluating Ocean Energy Systems", Summary Report. OES IA Document No: T02-00. Ramboll, Denmark
- [17] G. Mckinstry, I. Elders, S. Galloway "Delivery of off-shore generated energy to existin electrical power networks. An introduction to offshore electrical generation, collection & transmission networks, a review of the state of the art and analysis of network planning methodologies." Dept. of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, December 2013
- [18] Offshore Power Transmission Submarine high voltage transmission alternatives Ragnar Ulsund. Offshore Power Transmission Submarine high voltage transmission alternatives Ragnar Ulsund 2009. Norwegian University of Science and Technology
- [19] IEC 61000-3-7 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems.
- [20] Fergus Sharkey, Joe MacEnri, Elva Bannon, Michael Conlon, Kevin Gaughan "Voltage Flicker Evaluation for Wave Energy Converters – Assessment Guidelines" 4th International Conference on Ocean Energy, 17 October, Dublin
- [21] Orden de 5 de septiembre 1985. Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica. Ministerio Industria y Energía. BOE 12 septiembre 1985, núm. 219, págs. 28810-28814
- [22] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- [23] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- [24] UNE-EN 50160:2011. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- [25] Blavette, A.; O'Sullivan, D.L.; Lewis, A.W.; Egan, M.G. "Impact of a wave farm on its local grid: Voltage limits, flicker level and power fluctuations", OCEANS 2012, Hampton Roads, VA, USA