



ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN JAPÓN

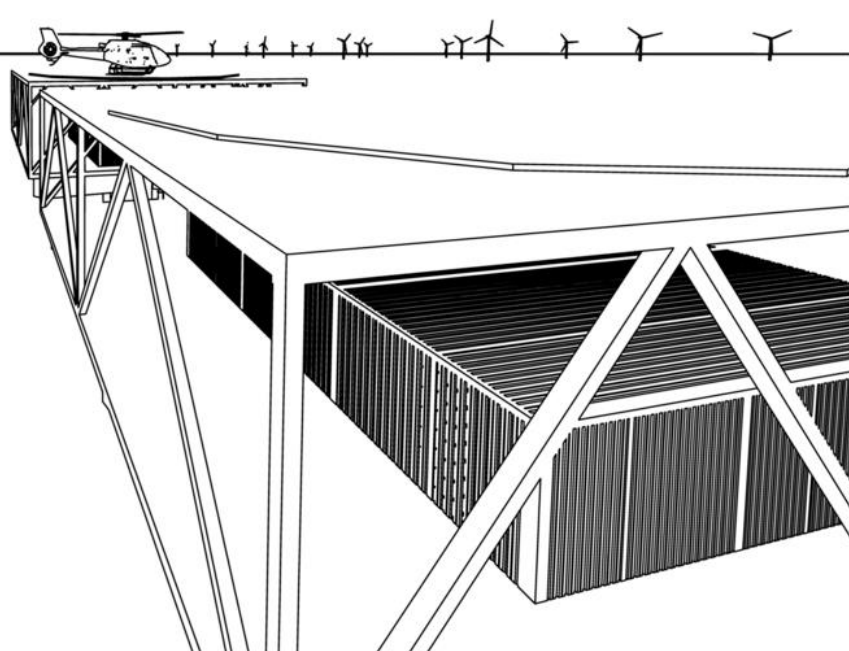
Proyecto Fin de Máster 2014

Victor Martínez Salas
Alejandro Sánchez Arias
Pablo Sánchez Sánchez
Tutor: Juan Amate López



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartir igual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1. Contexto energético en Japón	8
1.1.1. Contexto energético a nivel general	8
1.1.2. Contexto energético a nivel renovable	14
1.2. Proyección energética en Japón	16
1.2.1. Proyección energética a nivel global	16
1.2.2. Proyección energética de las energías renovables	17
1.3. Energía eólica offshore	19
1.3.1. Eólica offshore a nivel mundial	19
1.3.3. Desafíos y posibilidades de negocio	22
1.3.4. Ventajas de la energía eólica offshore	23
1.3.5 Fases de desarrollo.....	24
1.3.6. Proyectos propuestos	25
1.3.7. Futuro de la energía eólica de offshore	26
2. OBJETIVO E INTERÉS DEL PROYECTO	28
2.1. Motivo principal del proyecto	28
2.1.1. Desastre de Fukushima en 2011.....	28
2.2. Contenidos a desarrollar	30
3. EMPLAZAMIENTO	31
3.1. Elección del site y localización del parque	31
3.1.1. Localización del parque	31
4. ESTUDIO FÍSICO DEL EMPLAZAMIENTO	34
4.1. Estructura geológica	34
4.2 Batimetría	38
4.3. Oceanografía	40
4.3.1 Olas	40
4.3.2. Corrientes.....	41
4.3.3 Mareas	42
4.3.4. Salinidad	43
4.2. Climatología	44
4.2.1 Temperatura	45
4.2.2 Humedad.....	46
Figura 36. Humedad relativa de Sendai (Fuente: JMA)	47
4.2.3. Viento	47
4.2.4 Precipitaciones.....	48
4.2.5. Climas extremos	49
4.3 Terremotos y Seísmos	50
5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	52
5.1. Legislación	52
5.2. Localización del emplazamiento	54
5.3. Inventario ambiental	55

5.3.1. Suelos.....	55
5.3.2. Aguas	55
5.3.3 Fauna	55
5.3.4. Flora marina.....	59
5.3.5. Paisajes	60
5.3.6. Medio Socio-económico.....	61
5.4. Acciones	62
5.4.1. Fase de Construcción	62
5.4.2. Fase de Operación y mantenimiento.....	63
5.4.3. Fase de Desmantelamiento	64
5.5. Evaluación de impactos.....	65
5.5.1. Ruido y Vibraciones	66
5.5.2. Tráfico.....	66
5.5.3. Alteraciones en el fondo marino.....	66
5.5.4. Vertidos	67
5.5.5. Impacto visual, presencia y localización	67
5.5.6. Impacto socioeconómico	67
5.6. MEDIDAS PREVENTIVAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS.	68
6. LEGISLACIÓN	69
6.1. Regulación aplicable	70
6.1.1. Ministry of Economy, Trade and Industry (METI).....	70
6.1.2. Guardia costera.....	71
6.1.3. Federation of Electric Power Companies (FEPC).....	72
6.2. Tramitación del proyecto	74
6.3. Sistema de retribución	77
6.3.1. Feed-In Tariff (FIT).....	77
6.3.2. Power Purchase Agreement (PPA).....	78
6.3.3. Sistema de retribución adoptado: Feed-In Tariff	78
6.1.4. Tramitación del contrato Feed-In Tariff	79
7. DISEÑO DEL PARQUE	80
7.1. Análisis del recurso eólico	80
7.2. Configuración del parque	84
7.2.1. Configuración 1: 60	84
7.2.2. Configuración 2: 30-30	86
7.2.3. Configuración 3: 15-15-15-15.....	87
7.3. Elección turbina SIEMENS 4MW - REPOWER 5MW	89
7.4. Cimentaciones.....	94
7.4.1. Tipos de cimentación	94
7.4.2. Elección de cimentación	102
7.4.3. Diseño de la cimentación	104
7.5. Sistema Eléctrico	106
7.5.1. Aerogenerador.	107
7.5.2. Interconexión del parque eólico	110
7.5.3. Subestación Offshore (MT/AT)	118
7.5.4. Conexión de Alta Tensión.....	121
7.5.5. Cálculo de Pérdidas de potencia y caída de tensión	126
8. LOGÍSTICA	130

8.1. Puertos y Conexiones	130
8.1.1. Prefectura de Miyagi. Conexiones y puerto de Sendai	132
8.2. Logística del parque eólico offshore	137
9. CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN	139
9.1. Instalación de monopilote y pieza de transición	139
9.2. Instalación de la turbina.....	145
10. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	148
10.1 Mantenimiento preventivo	149
10.2 Mantenimiento predictivo	150
10.2.1. Sistematización del mantenimiento predictivo.....	150
10.2.2. Inspecciones	151
10.2.3. Condition monitoring.....	152
10.3. Mantenimiento correctivo.....	158
10.4. Accesibilidad	160
10.4.1. Tipos de embarcaciones	161
10.4.2. Plataformas de acceso	163
11. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PARQUE	171
11.1. Criterios de evaluación económicos.....	171
11.1.1. Valor Actualizado Neto (VAN).....	171
11.1.2. Tasa interna de Retorno (TIR)	171
11.1.3. Periodo de Recuperación	172
11.1.4. Coste medio ponderado del Capital (WACC)	172
11.2. DAFO de un parque eólico offshore en Japón	174
11.3. Análisis financiero	176
11.3.1. Datos del Parque Eólico Offshore	176
11.3.2. Costes	176
11.3.3. Ingresos	179
11.3.4. Resultados.....	179
11.4. Análisis y gestión de riesgos	185
11.4.1. Riesgos Operativos.....	185
11.4.2. Riesgos Económicos.....	185
11.4.3. Riesgos Financieros	186
11.4.4. Riesgos Regulatorios.....	186
11.4.5. Riesgos Macroeconómicos	187
11.5. Análisis de sensibilidad	188
11.5.1. Efectos de un incremento o disminución de la tarifa	188
11.5.2. Variación en las horas de funcionamiento del parque	189
11.5.3. Variación en la inflación.....	190
11.5.4. Efectos Financieros. Variación en el aporte de capital	191
11.5.5. Variación en las tasas de interés.....	192

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo eléctrico per cápita por país. Fuente: International Energy Agency (IEA).....	8
Figura 2. Porcentaje de importaciones en materia energética por país. Fuente: IEA	9
Figura 3. Porcentaje de energía importada destinada a uso doméstico. Fuente: Federation of Electric Power Companies (FEPC).....	10
Figura 4. Producción de energía eléctrica con fuentes primarias de origen nuclear por país. Fuente: FEPC.....	11
Figura 5. Evolución del mix energético japonés, antes y después del incidente en Fukushima. Fuente: FEPC	12
Figura 6. Eficiencia de las centrales térmicas por país. Fuente: FEPC	13
Figura 7. Porcentaje de participación de energía renovable en el mix nacional. Fuente: IEA	14
Figura 8. Generación anual (GWh) con energía renovable, excluyendo la hidráulica. Fuente: FEPC.....	15
Figura 9. Histórico de las importaciones de Gas Natural Licuado realizadas por Japón. Fuente: FEPC	16
Figura 10. Previsiones nacionales en Japón para las energías renovables. Fuente: ICEX.....	18
Figura 11. Primer parque eólico offshore del mundo (Vindeby). Fuente: 4COffshore.....	19
Figura 12. Distribución eólica offshore en Europa. Fuente: European Wind Energy Association (EWEA).....	20
Figura 13. Subestación eléctrica y turbina eólica con tecnologías flotantes instaladas en Fukushima. Fuente: Ministry of Energy, Trade and Industry (METI).....	21
Figura 14. Características de la segunda fase del proyecto “Fukushima” con tecnologías flotantes. Fuente: METI	21
Figura 15. Principales fases de desarrollo de un proyecto eólico offshore. Fuente: 4COffshore	25
Figura 16. Extracto de la lista de proyectos japoneses. Fuente: 4COffshore	26
Figura 17. Parque eólico offshore “Sheringham Shoal” en Reino Unido. Fuente: Google Images	27
Figura 18. Desastre de Fukushima en 2011	28
Figura 19. Fuga agua radiactiva desde la central Nuclear.....	29
Figura 20. Velocidad del viento en Japón.....	32
Figura 21. Localización de Fukushima	32
Figura 22. Prefectura de Fukushima.....	33
Figura 23. Geopulse (Izquierda) y Chirp (Derecha). (Fuente: Geopulse exploration Inc.).....	34
Figura 24 Sonar de Barrido Lateral. (Fuente: I-3mps).....	35
Figura 25. Vibrocorer (Izquierda) y Cuchara Van de Veen (Derecha). (Fuente: Tecmarin).....	35
Figura 26. Piezocono/CPTU (Izquierda) y Sondeo mecánicos (derecha). (Fuente: AFS)	36
Figura 27. Geología marina del emplazamiento (Fuente: Geological Survey of Japan).....	36
Figura 28. Perfil de diferente capas del parque eólico (Fuente: Geological Surveys of Japan).....	37
Figura 29. Estudios batimétricos del emplazamiento del parque eólico (Fuente: Geological Survey of Japan).....	38
Figura 30. Trayecto del estudio batimétrico 81-48-1(Izquierda) y 81-49-1 (Derecha). (Fuente: GSJ)	39
Figura 31. Trayecto del estudio batimétrico 81-D-3. (Fuente: GSJ).....	39
Figura 32. Variación media de la salinidad en las costas de Japón. (Fuente: NOAA).....	43
Figura 33. Climatología anual de Sendai	44
Figura 34. Temperaturas medias del puerto de Sendai. (Fuente: JMA).....	45
Figura 35. Comparativa de la temperatura del agua con respecto a la del aire (Fuente: JMA).....	46
Figura 36. Humedad relativa de Sendai (Fuente: JMA).....	47
Figura 37. Rosa de los vientos del emplazamiento (Fuente: Nedo).....	48
Figura 38. Precipitaciones en mm. (Fuente: JWA).....	48
Figura 39. Mapa tectónico de Japón.....	50
Figura 40. Historial de terremotos en Japón. (Fuente: British Geological).....	51
Figura 41. Zona protegida de Sanriku Kinkazan.....	54
Figura 42. Crías de especies piscícolas en Japón (Fuente: Ministerio de Pesca).....	57
Figura 43. Tortuga Boba (Fuente: IUCN).....	57
Figura 44. Delfín de Pico largo (Fuente: UICN).....	58
Figura 45. Albatros de Laysan. (Fuente: IUCN).....	59
Figura 46. Halophila nipponica (Fuente: IUCN).....	60
Figura 47. Vistas del parque eólico a 15 km (Fuente: Propia).....	61
Figura 48. Componentes principales de un parque eólico offshore. Fuente: 4COffshore.....	69

Figura 49. Mapa de distribución según regiones de las utilities niponas. Fuente: FEPC	72
Figura 50. Pasos para la tramitación de un parque eólico offshore en Japón. Fuente: Gestamp.....	74
Figura 51. Procedimientos para la ejecución y operación de un parque eólico offshore. Fuente: Gestamp	76
Figura 52. Esquema de funcionamiento del sistema de retribución Feed-In Tariff.....	77
Figura 53. FIT para las distintas tecnologías renovables en el año 2014. Fuente: METI.....	78
Figura 54. Boyas Lidar.....	81
Figura 55. NEDO.....	81
Figura 56. Potencial eólico offshore y onshore en Japón.	82
Figura 57. Rosa de los Vientos y Distribución de Weibull.....	83
Figura 58. Configuración del Parque 1.....	85
Figura 59. Separación aerogeneradores configuración 1	85
Figura 60. Configuración del Parque 2.....	86
Figura 61. Separación aerogeneradores configuración 2.	87
Figura 62. Configuración del Parque 3.....	88
Figura 63. Separación aerogeneradores configuración 3.	88
Figura 64. Turbinas nuevas de fabricantes Japoneses.	89
Figura 65. Proyecto Beatrice.	90
Figura 66. Instalación Jackets Beatrice.....	90
Figura 67. Tabla características SIEMENS 4 MW.....	91
Figura 68. Curva de Potencia del aerogenerador REPOWER 5 MW	92
Figura 69. Aerogenerador SIEMENS 4 MW.....	92
Figura 70. REPOWER 5MW.....	93
Figura 71. Tipos de cimentaciones.....	94
Figura 72. Imagen de monopilote.....	95
Figura 73. Instalación de un monopilote.....	96
Figura 74. Imagen de trípode.....	97
Figura 75. Instalación de un trípode	97
Figura 76. Imagen de Jacket.....	98
Figura 77. Instalación de Jacket	99
Figura 78. Cimentación por gravedad.....	100
Figura 79. Instalación de cimentación por gravedad.....	100
Figura 80. Tipos de plataformas flotantes	101
Figura 81. Zonas de exposición de la cimentación.....	103
Figura 82. Imagen de pieza de transición	104
FIGURA 81. ESQUEMA DE SCIG. (FUENTE: SIEMENS).	107
Figura 82. Especificaciones del Transformador de la turbina. (Fuente: Siemens).....	108
Figura 83. Transformador con sistema de refrigeración KFAF. (Fuente: EWEA).....	109
Figura 84. Layout eléctrico principal del parque eólico (Fuente: propia).	111
Figura 85. Circuitos eléctricos 1, 2, 3 y 4 del parque eólico (Fuente: Propia).	112
Figura 86. Circuitos eléctricos 5, 6, 7 y 8 del parque eólico (Fuente: Propia).	112
Figura 87. Composición del cable ABB de 33 kV (Fuente: ABB).	114
Figura 88. Subestación offshore (Fuente: 4COffshore).	119
Figura 89. Helipad de subestación offshore (Fuente: Heliport lighting).....	120
Figura 90. Punto de Conexión Común (Fuente: Tohoku Electric Power co.)	124
Figura 91. Ruta del cable subterráneo terrestre (Fuente: Google Earth).	124
Figura 92. Parámetros del cable terrestre.....	125
Figura 93. Cableado de AT terrestre.....	126
Figura 94. Jack-up M/V Wind Server	130
Figura 95. Jack-Up M/v Wind Server 1.....	131
Figura 96. Jack-Up M/v Wind Server 2.....	131
Figura 97. Puerto de Sendai tras el terremoto	132
Figura 98. Red de conexión costa este.....	133
Figura 99. Red de Transporte alta velocidad costa este nipona	133

<i>Figura 100. Conexión trenes Tokio-Sendai</i>	134
<i>Figura 101. Conexión Aeropuertos</i>	134
<i>Figura 102. Puerto de Sendai</i>	135
<i>Figura 103. Ruta salida puerto de Sendai</i>	136
<i>Figura 104. Estructura en celosía para elevación de palas</i>	137
<i>Figura 105. Grúas trasportando torres.</i>	138
<i>Figura 106. Transporte de pilotes hasta el puerto.</i>	140
<i>Figura 107. Imagen de descarga en el buque.</i>	140
<i>Figura 108. Izado de pilote mediante el upending.</i>	141
<i>Figura 109. Colocación del gripper alrededor del monopilote.</i>	141
<i>Figura 110. Colocación vertical del pilote previo al stabbing</i>	142
<i>Figura 111. Colocación del martillo hidráulico</i>	142
<i>Figura 112. Monopilotes instalados</i>	143
<i>Figura 113. Transporte de la pieza de transición.</i>	143
<i>Figura 114. Colocación de la pieza de transición sobre el monopilote</i>	144
<i>Figura 115. Pieza de transición instalada</i>	144
<i>Figura 116. Distribución de las partes del aerogenerador</i>	145
<i>Figura 117. Transporte de los componentes a la zona de acción</i>	146
<i>Figura 118. Instalación del buje y la nacelle sobre la torre</i>	146
<i>Figura 119. Instalación de las palas sobre el buje</i>	147
<i>Figura 120. Aspecto final de las turbinas.</i>	147
<i>Figura 121. Tipos de inspecciones</i>	152
<i>Figura 122. Análisis de vibraciones.</i>	154
<i>Figura 123. Análisis de vibraciones 2</i>	154
<i>Figura 124. Condition Monitoring. Analizador de vibraciones</i>	155
<i>Figura 125. Condition Monitoring. Presencia de partículas de aceite.</i>	156
<i>Figura 126. Condition Monitoring. Deformación de palas</i>	157
<i>Figura 127. Acceso al aerogenerador por vía marítima.</i>	160
<i>Figura 128. Diferencias de estabilidad entre las embarcaciones de acceso</i>	161
<i>Figura 129. Capacidad de carga para los diferentes sistemas de acceso.</i>	161
<i>Figura 130. Ventana de operación para diferentes embarcaciones</i>	162
<i>Figura 131. Velocidades máximas para diferentes embarcaciones.</i>	162
<i>Figura 132. Esquema del sistema Ampelmann.</i>	163
<i>Figura 133. Plataforma de acceso tipo Ampelmann.</i>	164
<i>Figura 134. Sistema de acceso OAS</i>	164
<i>Figura 135. Sistema de acceso PTS</i>	165
<i>Figura 136. Sistema de acceso Caley</i>	165
<i>Figura 137. Sistema de acceso Mots & Slilad</i>	166
<i>Figura 138. Sistema de acceso OTS</i>	166
<i>Figura 139. Sistema de acceso wáter bridge (IHC)</i>	167
<i>Figura 140. Sistema de acceso Selstair</i>	167
<i>Figura 141. Sistema de acceso Windlift</i>	168
<i>Figura 142. Sistema de acceso Frog.</i>	168
<i>Figura 143. Ventana de operación para los sistemas de accesibilidad</i>	169
<i>Figura 144. Capacidad de carga para sistemas de acceso</i>	169
<i>Figura 145. Comparación de costes Onshore / Offshore.</i>	178
<i>Figura 146. Inversion Total.</i>	178
<i>Figura 147. Inversion en activos fijos.</i>	179
<i>Figura 148. Tarifa vs TIR</i>	189
<i>Figura 149. Horas funcionamiento vs TIR</i>	190
<i>Figura 150. Inflación vs TIR</i>	191
<i>Figura 151. Aporte de capital vs TIR</i>	192
<i>Figura 152. Tasa de Interés vs TIR</i>	193

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto energético en Japón

1.1.1. Contexto energético a nivel general

A modo de introducción, es necesario destacar que Japón es un país absolutamente dependiente de energía, dada su considerable cifra de población, cercana a los 130 millones de habitantes (el sexto país mundial, en cuanto a tasa de población) y al alto grado de desarrollo que presenta el propio país. Por tanto, para abastecer sus necesidades energéticas, necesita de ingentes importaciones de recursos primarios. En la siguiente figura, se muestran los países con los mayores consumos eléctricos per cápita del mundo, ocupando Japón la cuarta posición. De esta información, se puede corroborar el alto nivel de desarrollo del país que se mencionó, anteriormente.

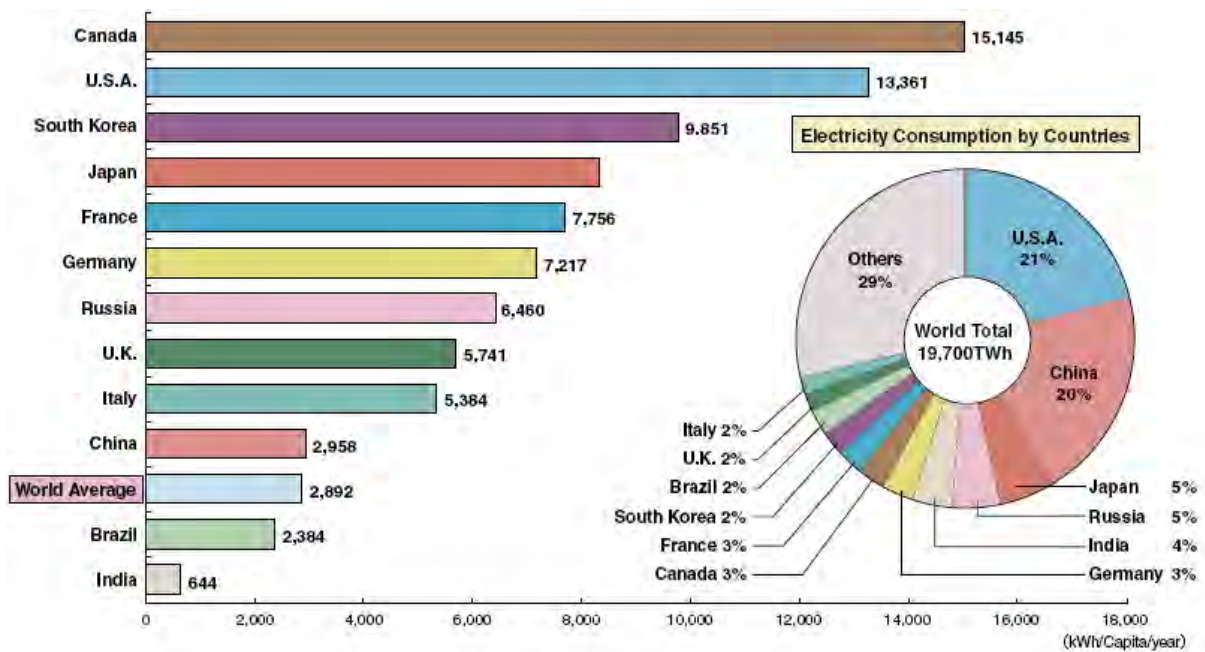


Figura 1. Consumo eléctrico per cápita por país. Fuente: International Energy Agency (IEA)

Por otro lado, en el gráfico circular de la figura anterior, se muestran los países con mayor consumo eléctrico, siendo Japón el tercer país que más demanda energética requiere (a fecha de 2010). Estos datos aclaran el porqué de la necesidad que tiene Japón de importar recursos para abastecerse. Según los últimos datos suministrados por la International Energy Agency (IEA), Japón es el país que más importa, tras la República de Corea.

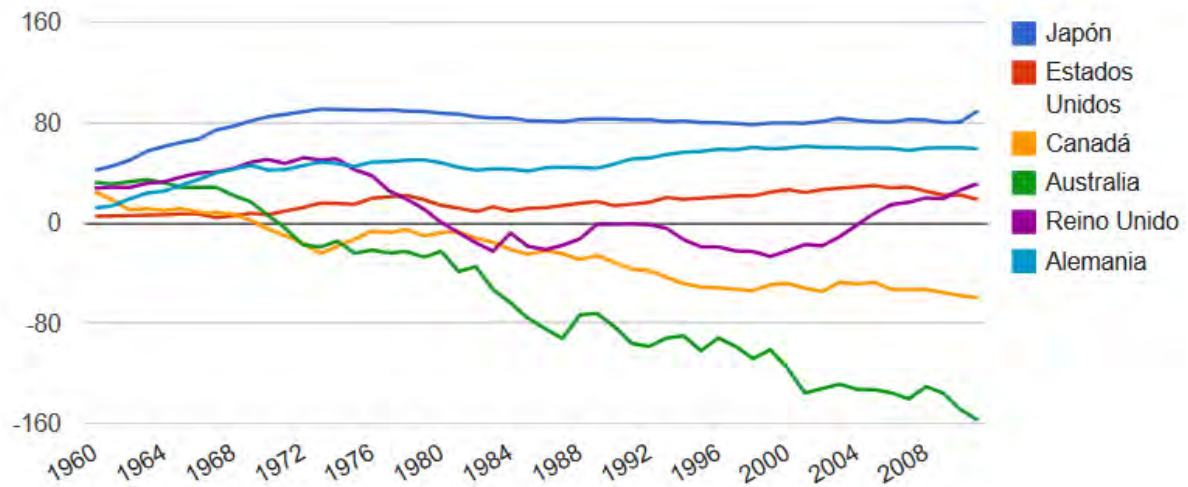


Figura 2. Porcentaje de importaciones en materia energética por país. Fuente: IEA

En el gráfico anterior, que muestra un histórico desde 1960 hasta 2011, se observa cómo Japón ha sido el país importador en materia energética por excelencia, desde mediados del siglo XX. Se debe principalmente, a las razones comentadas anteriormente y a la falta de recursos de los que disponen. Desde los años 70 hasta la década de los 2000, Japón únicamente consiguió pasar de un 14% de autosuficiencia energética a un 18%, en contraste con países como Francia o Reino Unido que, prácticamente, doblaron su autosuficiencia. Por otro lado, resulta curioso destacar el caso de Canadá, un país que siendo el que más consume energía per cápita mundialmente, es un país netamente exportador, gracias a las fuentes primarias de energía que posee.

Este gran inconveniente, que es la necesidad de tener que importar fuentes energéticas del exterior para poder suplir las necesidades de la población, ha obligado a Japón a adoptar una política energética en la que primaba la generación eléctrica de forma masiva, buscando la producción eléctrica con la mayor eficiencia y el menor ratio de costo/producción. De esta forma, tecnologías como la nuclear, muy madura y competitiva en costo, aunque con serios problemas de seguridad, han sido el principal participante en el mix energético de producción del país nipón durante décadas, dada la urgencia de la situación. Más del 30% de la energía eléctrica consumida en Japón, provenía de origen nuclear. Sin esta tecnología de generación, Japón bajaría su índice de autosuficiencia a un 7%, dato demoledor.

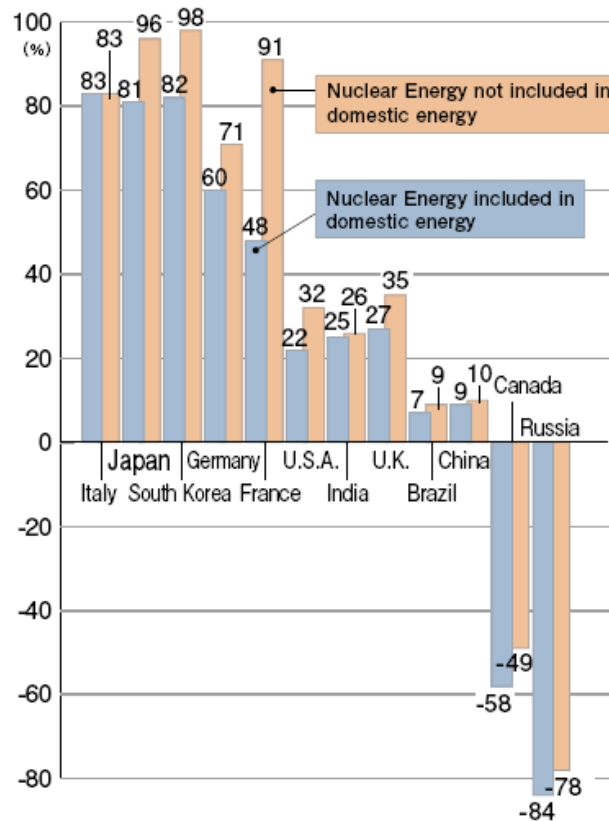


Figura 3. Porcentaje de energía importada destinada a uso doméstico. Fuente: Federation of Electric Power Companies (FEPC)

En este último gráfico, desarrollado por la IEA, se comparan la manera que tienen distintos países de acometer la demanda energética doméstica que se produce en sus fronteras. Se destaca el caso de Francia, en el que si la energía nuclear no participara activamente en la generación eléctrica con fin doméstico, el país debería importar un 91% de esa energía; en cambio, haciendo uso de la energía nuclear, únicamente el 48% de la totalidad de la energía eléctrica consumida por sus ciudadanos es de origen exterior. Para Japón, la diferencia existente entre emplear energía nuclear, o no, es del 15%, en términos de importación de fuentes primarias de energía. Se recuerda que este estudio sólo está enfocado al consumo doméstico de energía eléctrica, y no tiene en cuenta el empleo de energía eléctrica en industrias, comercios o servicios de otra índole; por tanto, en ese caso, la participación de la energía nuclear sería todavía más significativa e imprescindible para el desarrollo y abastecimiento de las necesidades.

Por otro lado, no todos son datos negativos. Japón es el país del mundo con una mayor eficiencia energética. De hecho, de la misma forma que la calidad de los bonos del Estado español se mide en referencia a los de Alemania, el resto del mundo mide su eficiencia energética respecto a la de Japón. Las previsiones, indicaban que Japón en 2019, produciría el 50% de su energía eléctrica mediante energía nuclear.

Pero, todo cambió el aciago 11 de marzo de 2011. Frente a la costa de Hoshu, 130 kilómetros al este de la ciudad de Sendai, se produjo un terremoto de magnitud 9 en la escala de Richter, con epicentro en el mar, que provocó un tsunami con olas de más de 40 metros y que arrasó la costa este nipona, donde se encontraban las centrales de Fukushima I y II. La central I, tras la serie de acontecimientos que se avecinaron y que, debido a la improbabilidad de su sucesión, no fueron considerados en el plan de seguridad de la planta, entró en colapso y provocó un desastre nuclear en la zona que afectó al país en su totalidad y que hoy día sigue teniendo sus efectos secundarios.

Tras este hecho, el gobierno japonés decidió cambiar su política energética y desarrollar un mix energético en el que la energía nuclear tuviera un peso ínfimo, como así lo demuestra la siguiente figura.

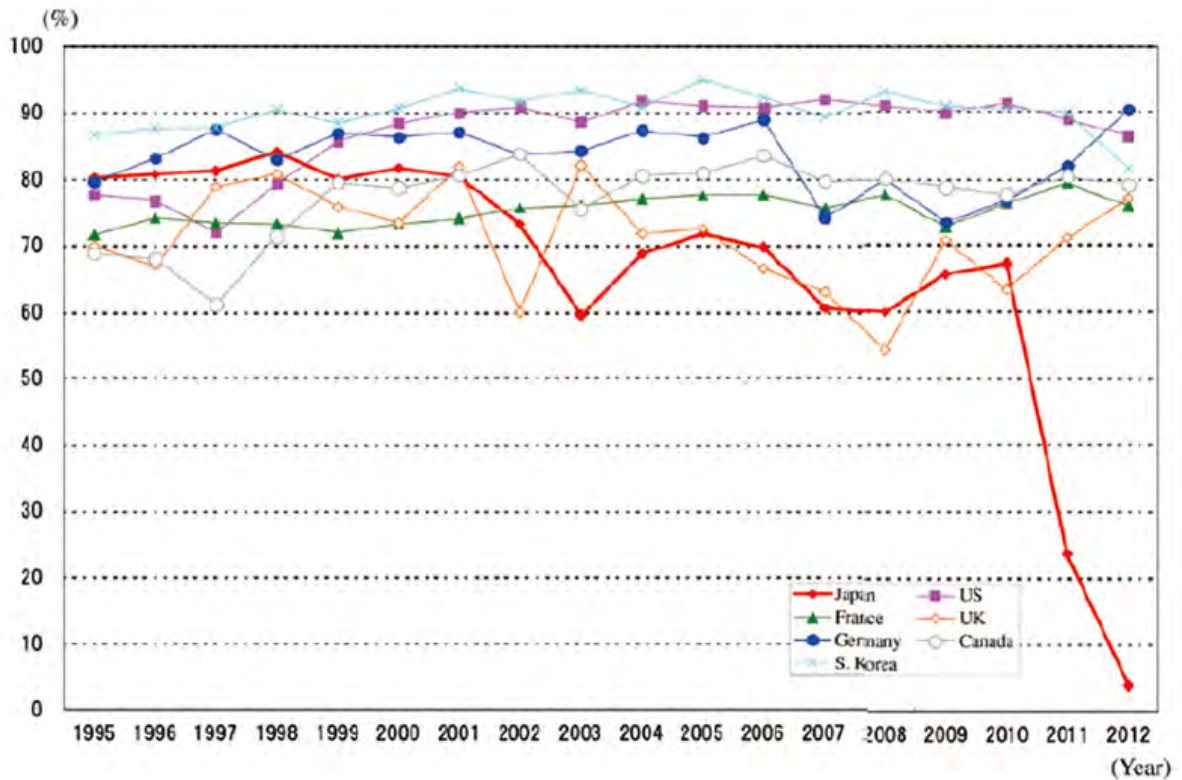


Figura 4. Producción de energía eléctrica con fuentes primarias de origen nuclear por país. Fuente: FEPC

Se puede apreciar que tras el terremoto sufrido en Fukushima, y el posterior accidente nuclear, la producción de energía eléctrica mediante centrales nucleares sufrió un declive absoluto y disminuyó a cantidades despreciables. En la figura anterior, se muestra como otros países (Estados Unidos, Alemania, Francia o Reino Unido) han continuado con una política energética bien distinta a la adoptada por el gobierno nipón.

Tras esta drástica alteración en el sistema de generación eléctrica del país, el mix energético del país se vio alterado y tuvo que ser cubierto por otras energías que, hasta el momento, habían tenido una importancia menor en la generación de energía eléctrica. Como ilustra la siguiente figura, donde se aprecia el cambio en la participación de los distintos tipos de energías primarias empleadas tras el desastre de Fukushima, se visualiza el compromiso nacional de eliminar la generación eléctrica por medios nucleares.

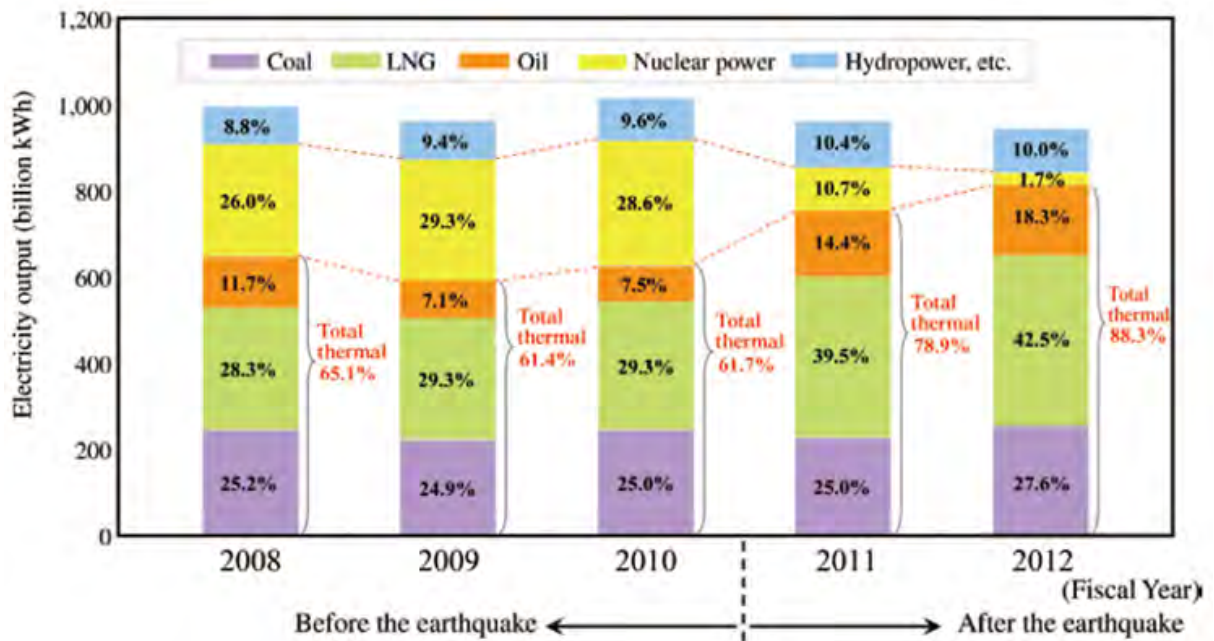


Figura 5. Evolución del mix energético japonés, antes y después del incidente en Fukushima. Fuente: FEPC

Esta política de abandono nuclear necesita de la participación de otras energías o del incremento de las existentes en el mix nacional de generación eléctrica. Este hecho es el que hace que energías como la térmica, por medio de ciclos combinados de gas, hayan aumentado su peso en la generación eléctrica para cubrir la demanda requerida.

La ventaja de esta tecnología, frente a otras, reside en la madurez tecnológica que presenta y en las altas eficiencias con las que opera. De hecho, Japón es el segundo país con mejores eficiencias en sus centrales de ciclo combinado, como así demuestra el informe presentado por la consultora ECOFYS, realizado en 2012.

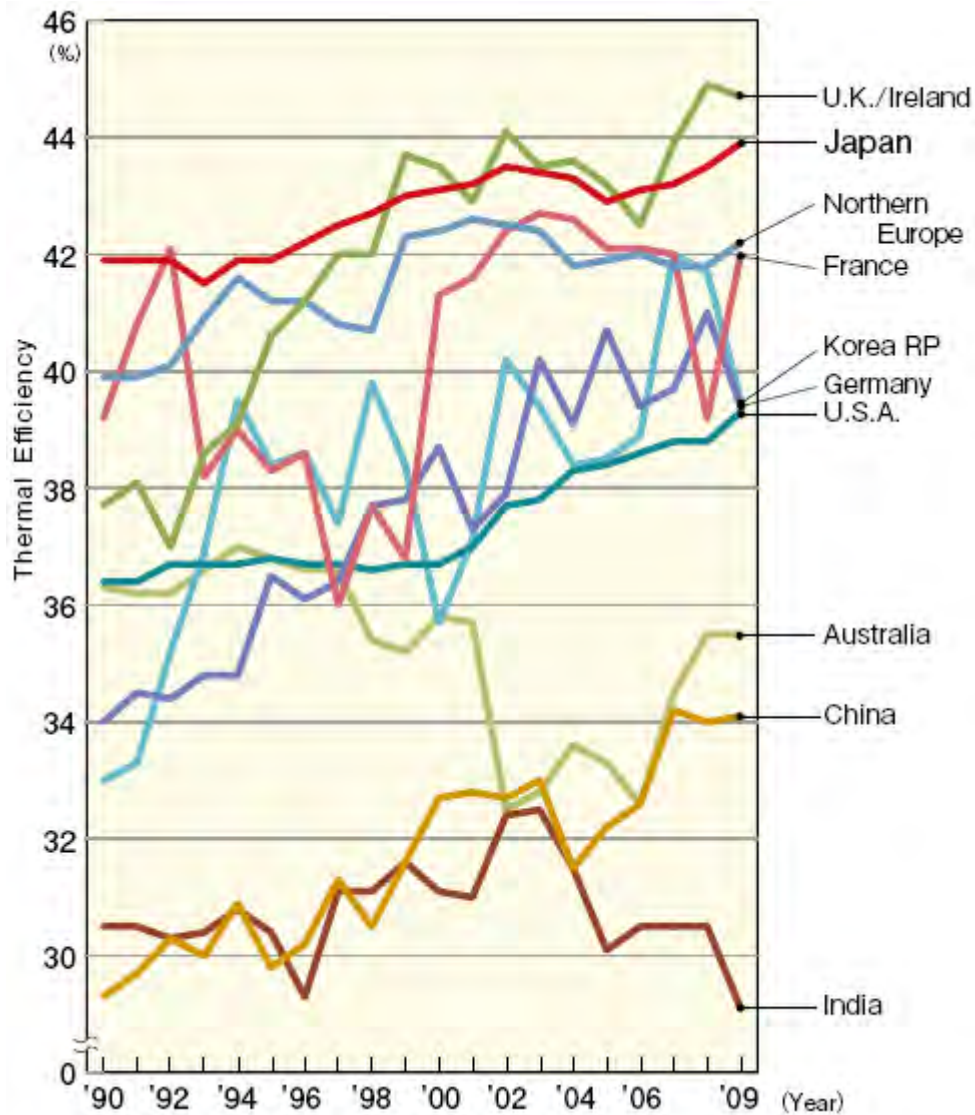


Figura 6. Eficiencia de las centrales térmicas por país. Fuente: FEPC

Otro factor a tener en cuenta para la generación eléctrica, son las energías renovables, no muy presentes en el país nipón por el momento; pero, que a raíz del cambio de modelo energético adoptado en el año 2012, se prevé un aumento de las mismas de forma exponencial. Actualmente, la energía hidráulica es la gran presente en el país, seguida de la biomasa; pero las que más potencial presentan como posibles alternativas a la generación eléctrica masiva destinada a consumo de la población son la energía solar fotovoltaica y, sobre todo, la eólica offshore, dadas las condiciones tan favorables que presenta la costa japonesa, tanto por recurso como por la facilidad de evacuación eléctrica, gracias a la sólida red de transporte y distribución eléctrica de la que dispone el país.

1.1.2. Contexto energético a nivel renovable

Japón es un país que ha adoptado una política de implantación de energías renovables debido a la ventaja competitiva que aportan, en cuanto a la independencia energética exterior que aportan y su seguridad de suministro.

Aunque, como se ha visto anteriormente, la energía renovable representa una fracción bastante pequeña dentro del panorama energético actual, al representar sólo alrededor del 12% de la producción de energía primaria total, y alrededor del 10% de la producción de energía eléctrica. Si se excluyese la participación de la energía hidroeléctrica en el grupo de renovables, la participación sería, aproximadamente, de un 2%.

A continuación, se adjunta un gráfico desarrollado por la IEA, en el que se muestra la participación de las energías renovables en el mix energético de producción eléctrica. Hasta el año 2012, la participación de energías renovables en el mix energético japonés era de tan solo el 12,2%, en contraste con países como España que alcanza cuotas cercanas al 30%, como así se muestra en la siguiente figura.

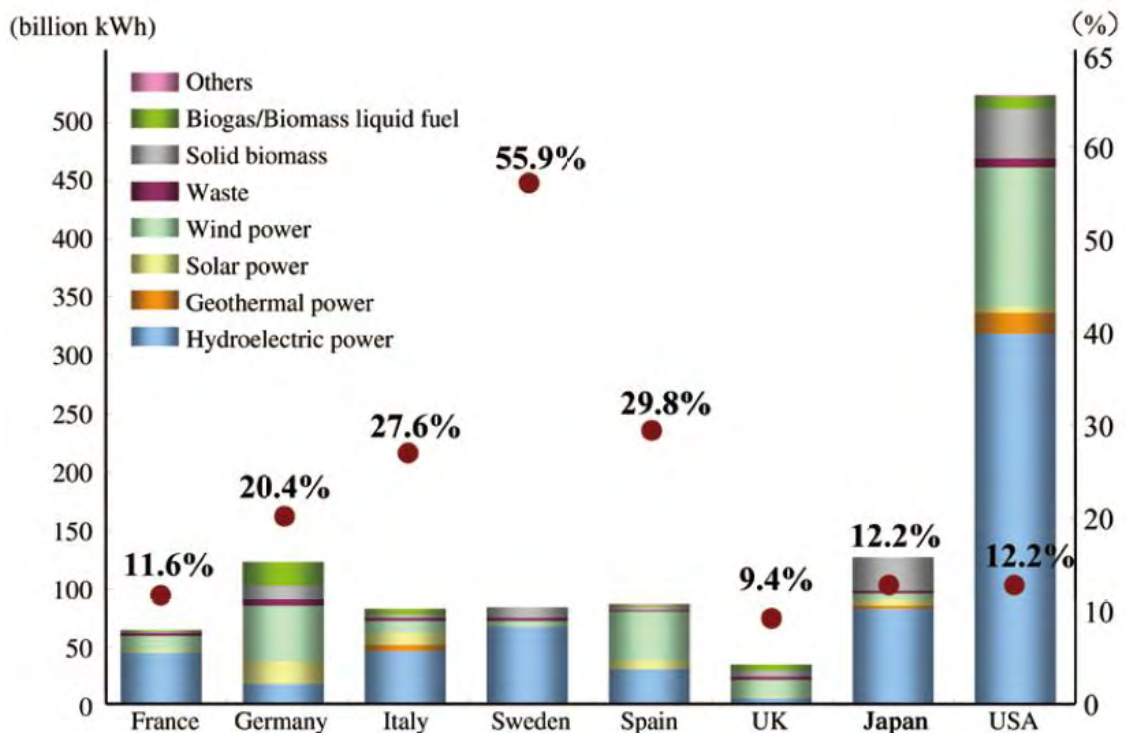


Figura 7. Porcentaje de participación de energía renovable en el mix nacional. Fuente: IEA

Japón, hasta el momento, ha desarrollado en su mayoría centrales hidráulicas para cubrir la demanda energética nacional; pero, siguiendo los planes energéticos expuestos por el gobierno

nipón a fecha de Abril de 2014, la participación de otras energías renovables se verá potenciada enormemente. Dentro de este grupo, la solar fotovoltaica y la eólica son las energías que más crecerán, como así muestra el histórico de producción eléctrica anual mediante sistemas renovables (excluyendo la energía hidráulica) que se adjunta a continuación.

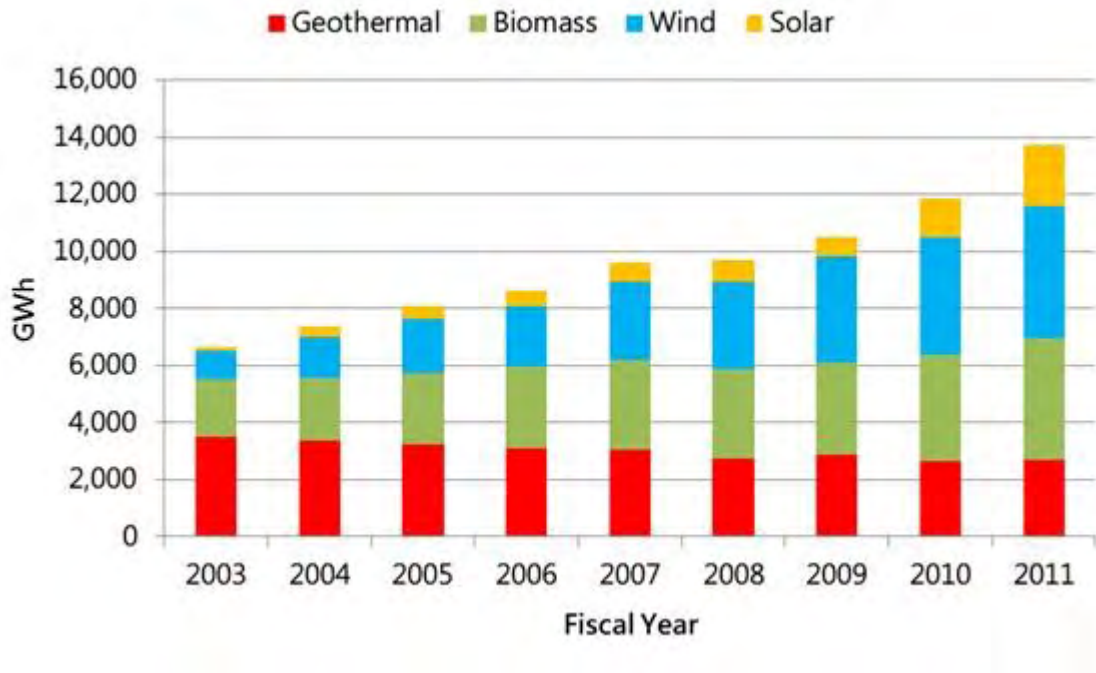


Figura 8. Generación anual (GWh) con energía renovable, excluyendo la hidráulica. Fuente: FEPC

1.2. Proyección energética en Japón

1.2.1. Proyección energética a nivel global

El gobierno de Japón se propone abandonar la energía nuclear, tras el Gran Terremoto del Este de Japón del 11 de marzo de 2011, y ampliar la proporción de energías renovables. Ante temores de desabastecimiento de electricidad durante un largo periodo, las compañías eléctricas optaron por mantener el suministro elevando el aprovechamiento de las centrales térmicas. Pero, para ello resulta imprescindible el abastecimiento estable de crudo, gas natural licuado (GNL), carbón y otros combustibles.

El volumen de importaciones de GNL en 2011 fue un 6,6% mayor que en el año anterior, como se muestra en la siguiente figura, y esta ampliación es lo que ha permitido suplir la escasez de electricidad que sufre Japón con el abandono de las centrales nucleares.

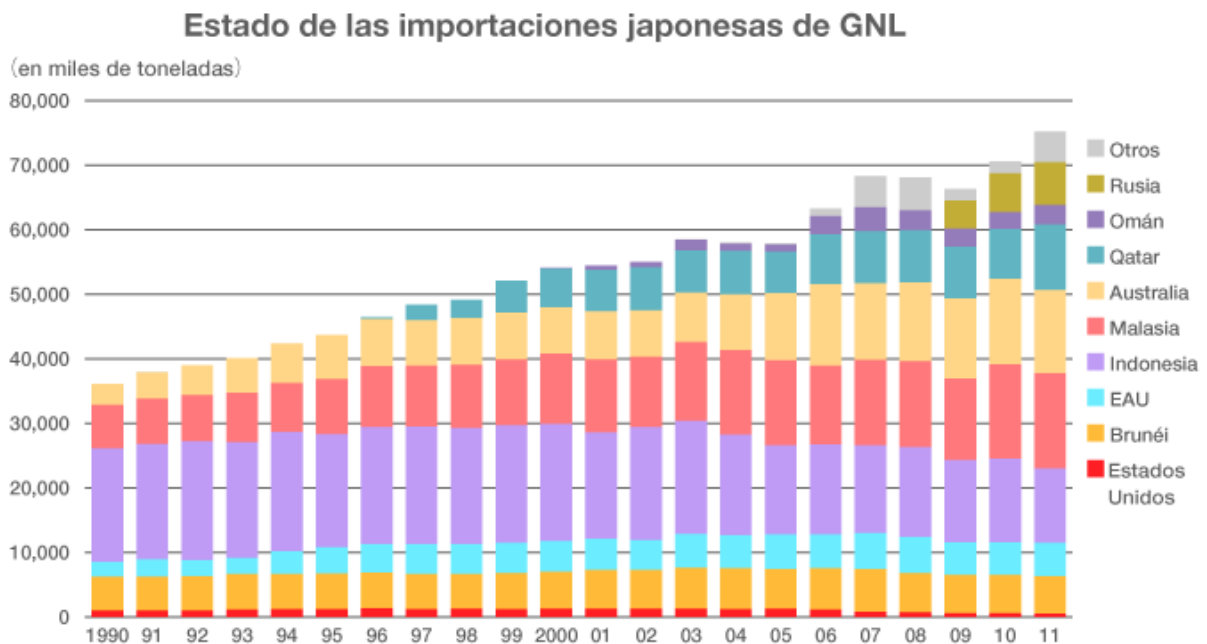


Figura 9. Histórico de las importaciones de Gas Natural Licuado realizadas por Japón. Fuente: FEPC

Por otro lado, es obligatorio destacar la importancia que la revolución del gas de esquisto ha tenido en el mapa mundial de la energía.

La primera consecuencia es el resurgimiento de Estados Unidos como país productor de gas y de petróleo, y la pérdida de posiciones de Oriente Medio y Rusia.

El segundo ámbito en el que se hará notar esta revolución es el de los precios. Ha sido, precisamente, la elevación del precio del crudo lo que ha permitido la revolución del esquisto. Esta, a su vez, solo ha sido posible gracias a grandes innovaciones técnicas. Se cree que si el precio del crudo no se sitúa por encima de los setenta u ochenta dólares el barril, no resulta rentable la extracción de petróleo de esquisto, por lo que una brusca caída del precio del crudo frustraría esta revolución. En este sentido, puede decirse que lo que está ocurriendo actualmente en Estados Unidos es un intento por encontrar un nuevo punto de equilibrio, en el que el precio del crudo convencional se adapte al nuevo volumen de demanda de energía, en un momento en que esta crece en el ámbito mundial. Esta es la razón de que, pese a que la producción de petróleo de esquisto está creciendo, el precio del barril de crudo siga entre los ochenta y los noventa dólares.

En tercer lugar, es muy posible que la revolución del esquisto plantee nuevos problemas medioambientales. Si la economía mundial vuelve a ser dependiente de combustibles fósiles de los que se dispone a gran escala, es de temer que se produzcan grandes emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero. Además, también es muy posible que el aumento de la producción de gas y petróleo de esquisto reste impulso a las energías renovables, que tienen altos costes de producción.

1.2.2. Proyección energética de las energías renovables

En cuanto a lo que representa exclusivamente a las energías renovables, sabemos que la política actual nipona se muestra muy favorable con este sector y con el uso de este tipo de energía, por las razones ya mencionadas. Esto se confirma al estudiar las proyecciones del METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) con vistas hasta el año 2030; en las que se prevén dos escenarios, el de “tecnología congelada” y el de “máxima introducción”. El primero de ellos se representa por el límite inferior del área correspondiente a cada tipo de energía, mientras que el segundo se representa por el límite superior de dicho área.

Para llegar al escenario de máxima introducción, el METI estima que se han de invertir un total de 52 billones de yenes (con la acepción de billón español, es decir, millón de millones). Esta inversión equivale al 1% del PIB japonés durante este periodo, y se divide prácticamente a niveles iguales entre el sector residencial y el sector industrial.

De esta forma, se puede apreciar el fortísimo crecimiento esperado en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, mientras que el resto de tipos de energía crecerán de forma significativa. Así, en cualquiera de los escenarios contemplados se espera que en 2030 la energía solar fotovoltaica sea la primera fuente de energía renovable (al menos en cuanto a capacidad instalada) en Japón. La energía eólica, sin alcanzar las cuotas tan significativas de la solar fotovoltaica, será la segunda energía renovable que más crecerá y prevé un aumento del 500% en su potencia instalada

(tanto onshore como offshore). Cabe destacar, que estos datos han sido facilitados por el ICEX (España Exportación e Inversiones) y su informe data del año 2012; luego, algunas previsiones han quedado desactualizadas y con el nuevo plan energético japonés de Abril de 2014, se esperan mayores crecimientos en tecnologías como la eólica.

(Gw)	2007	2020		2030	
		<i>Tecnología congelada</i>	<i>Máxima introducción</i>	<i>Tecnología congelada</i>	<i>Máxima introducción</i>
Solar PV	1.90	5.66	28.30	27.04	52.55
Eólica	2.75	6.63	8.09	9.82	10.87
Biomasa	10.87	14.71	17.59	16.49	19.97
Geotérmica	8.00	11.72	13.54	16.25	17.10
Otros (incluye termosolar)	28.74	28.58	32.83	25.79	29.39
TOTAL	52.27	67.31	99.24	96.50	129.89

Figura 10. Previsiones nacionales en Japón para las energías renovables. Fuente: ICEX

1.3. Energía eólica offshore

1.3.1. Eólica offshore a nivel mundial

El primer parque eólico marino fue instalado en Dinamarca en 1991 (Parque eólico de Vindeby), y desde entonces Europa es el líder indiscutible en este sector. Tanto la legislación, como unos procedimientos adecuados han ayudado a la expansión de la energía eólica offshore en Europa.



Figura 11. Primer parque eólico offshore del mundo (Vindeby). Fuente: 4COffshore

Dentro de Europa, Reino Unido tiene con gran diferencia la mayor capacidad de los parques eólicos offshore con más de 1,3 GW seguido por Dinamarca y Holanda.

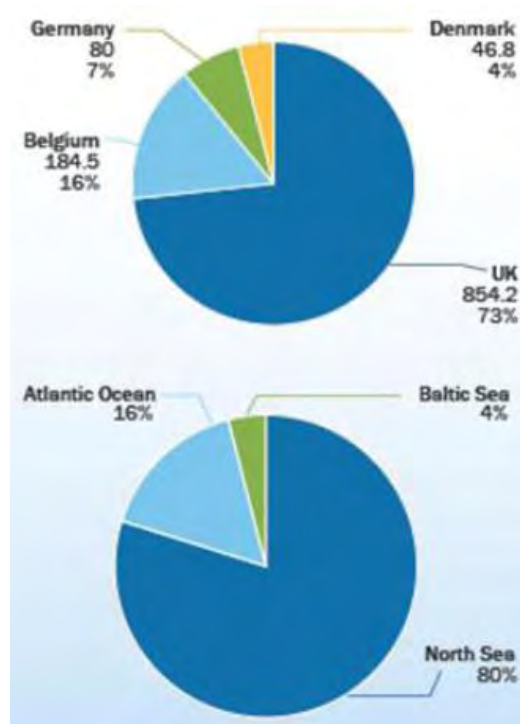


Figura 12. Distribución eólica offshore en Europa. Fuente: European Wind Energy Association (EWEA)

En 2010 se llegó a tener una capacidad instalada en aguas europeas de 3GW a pesar de que en un primer momento los aerogeneradores tenían una potencia menor a 600 kW, muy distante de la de los aerogeneradores marinos actuales que pueden llegar incluso hasta los 7MW de potencia.

Hasta ahora los dos grandes fabricantes de turbinas eólicas offshore han sido Siemens y Vestas. A partir de 2013, el parque eólico offshore más grande del mundo es el parque “London Array” en Reino Unido, con 630 MW, seguido por otro también situado en Reino Unido, aunque seguro que serán eclipsados posteriormente por otros proyectos que se esperan aún mayores.

1.3.2. Eólica offshore a nivel nacional

Por el momento, la energía eólica offshore en el país nipón no se encuentra muy desarrollada, únicamente disponiendo de 33,2 MW instalados. Aun así, las previsiones resultan muy halagüeñas debido a la fuerte apuesta del gobierno japonés por impulsar tecnologías renovables como respuesta al detrimento de la energía nuclear tras la catástrofe de Fukushima. Las energías solar y eólica son aquellas que presentan una mayor previsión de futuro en el país.

Actualmente, los parques eólicos offshore que se encuentra operativos son el parque de Sakata y el de Kamisu, ambos con tecnologías convencionales de cimentación. Por otro lado, resulta destacable

mencionar la reciente turbina eólica, de 2 MW, instalada en las proximidades de Fukushima, en Noviembre de 2013, ya que con la tecnología de cimentación flotante que presenta cubre perfectamente las peculiaridades batimétricas que posee la costa japonesa en esa zona y, por tanto, resulta ser la solución perfecta.

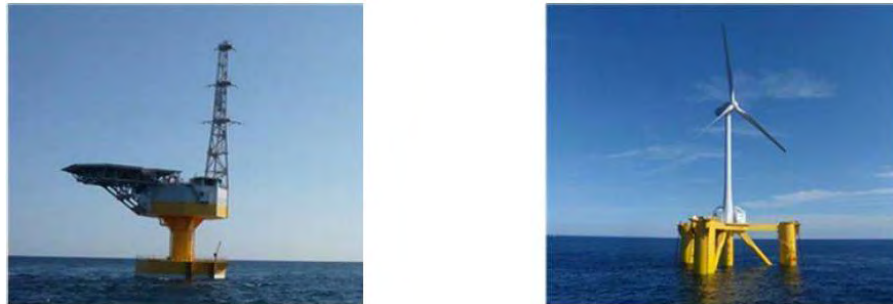


Figura 13. Subestación eléctrica y turbina eólica con tecnologías flotantes instaladas en Fukushima. Fuente: Ministry of Energy, Trade and Industry (METI)

El Ministerio de Energía, Comercio e Industria japonés (METI) pretende instalar en el próximo año la turbina offshore más grande del mundo, de 7 MW, con tecnología flotante en dicha localización y así probar la seguridad, factibilidad y rentabilidad económica de este tipo de proyectos.

Items	Scopes	
Turbine	<ul style="list-style-type: none"> • Verification of hydraulic turbine. 	
Floating	<ul style="list-style-type: none"> • Development of V-shape semi-sub floating. • Development of the reduction of floating motion by turbine control and O&M program. 	
Mooring	<ul style="list-style-type: none"> • 8 pieces catenary. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • Rotor diameter 164m • Hub height 105m (ASL) • Height of the floater 32m

Figura 14. Características de la segunda fase del proyecto “Fukushima” con tecnologías flotantes. Fuente: METI

1.3.3. Desafíos y posibilidades de negocio

Los principales desafíos y consideraciones para los parques eólicos offshore son los siguientes:

- Experiencia limitada:

La instalación, solicitud de permisos, construcción y operación de los proyectos eólicos offshore están todavía en proceso de desarrollo. Los equipos, técnicas e infraestructura tienen que ser aún desarrolladas y adaptadas para Estados Unidos.

- Ambiente marino:

La estructura hidrodinámica, cimentaciones, la profundidad del agua, rozamiento con el mar y con el aire, olas, mareas, climas extremos, logística de operación y mantenimiento, ambiente corrosivo marino. Estas son las principales preocupaciones sobre el ambiente marino.

- Infraestructura:

Para operar y construir un proyecto offshore es necesaria una gran infraestructura tanto onshore como offshore: puerto adecuado, flota dedicada para el mantenimiento y construcción de parques, sistema de comunicación, provisiones de rescate adecuadas y personal hábil en el sector.

- Impacto medioambiental:

Aunque la investigación en este tema está muy avanzada (impacto sobre el hábitat marino, uso aviar y pesca), hay que profundizar al respecto.

- Estética:

Una preocupación común de acuerdo con cualquier proyecto eólico es la visibilidad. Esto en parte depende del clima y las condiciones del mar, pero una turbina puede ser vista desde más de 20 millas. Este aspecto ha sido definitivo a la hora de cancelar algún proyecto por lo tanto es un aspecto a tener muy en cuenta.

- Cimentaciones:

Las cimentaciones offshore influyen de manera mucho más significativa para parques offshore que para parques en tierra. La profundidad del agua, las condiciones atmosféricas y la geología del manto son fundamentales a la hora de realizar con garantías un proyecto.

- Costes:

El coste puede ser de 50 a 100 veces mayor que en un parque onshore. Los costes son mucho más particulares con respecto a cada parque y el riesgo es bastante mayor.

- Mantenimiento y disponibilidad:

Las turbinas pueden estar accesibles un 80% del tiempo en verano o en condiciones favorables y bastante menos tiempo durante otras épocas del año. Como resultado de esto, el mantenimiento de las turbinas necesita mayor tiempo de preparación lo que conlleva una pérdida de producción.

Dentro de los costes, conocemos un informe de un grupo de investigadores, industria y gobierno que pretende reducirlos y hacer esta energía más competitiva en el sector energético:

- Mejora de los modelos de rendimiento de viento, incluyendo la forma en las que las condiciones de diseño y del recurso eólico se ven influidos por la presencia de otros parques eólicos.
- La reducción del peso de los materiales de turbina.
- La eliminación de cajas de cambios problemáticos.
- Controles y estrategias de mitigación de la carga de turbina.
- Turbinas y diseños de rotor para minimizar el daño de huracanes y tifones.
- El modelo económico y la optimización de los costos del sistema de parques eólicos, en general, incluyendo la instalación, operación y mantenimiento.
- Metodologías de servicio, monitorización remota y diagnósticos.

1.3.4. Ventajas de la energía eólica offshore

La International Energy Agency (IEA) afirma que la energía eólica diversifica el suministro de energía de la nación, se aprovecha de un recurso interno, y ayuda a que el país cumpla con sus compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que amenazan la estabilidad del clima mundial.

Algunas de las ventajas específicas de la energía eólica incluyen:

- Fuente limpia e inagotable de energía:

Una turbina offshore puede desplazar 8.360 toneladas de dióxido de carbono, 44 toneladas de dióxido de azufre y 27 toneladas de emisiones de óxidos de nitrógeno al año, que de otro modo se producirían anualmente con las centrales eléctricas convencionales.

- Promoción del desarrollo económico local:

La energía eólica proporciona más empleos por dólar invertido que la mayoría de las tecnologías energéticas.

- Tecnología modular y escalable:

Proyectos de energía eólica se pueden construir como instalaciones de turbinas individuales o como grandes conjuntos de turbinas, conocidas como parques eólicos. En general, las economías de escala favorecen grandes proyectos.

- Promueve la estabilización de los precios de la energía:

Por una mayor diversificación de la matriz energética, la energía eólica reduce la dependencia de los combustibles convencionales que están sujetos a la volatilidad de los precios y de la oferta.

Una vez enumeradas las principales ventajas de la energía eólica en general, se exponen algunas de las ventajas específicas de la energía eólica marina:

Los vientos en alta mar son mucho más fuertes. La velocidad media anual del viento a pocos kilómetros de la costa es, típicamente, de 25 a 40 por ciento más fuerte, en relación a las áreas terrestres adyacentes. Con esta ventaja de la velocidad, se obtiene un aumento de 50 a 75 por ciento en la producción de energía, a partir de una turbina.

Como se dijo anteriormente, existe el potencial en las áreas grandes en desarrollo.

Los vientos del mar son menos turbulentos. Baja turbulencia significa la producción de energía más eficiente. También se traduce en un menor desgaste de las turbinas y componentes.

El impacto visual se puede reducir. Dependiendo de la ubicación del emplazamiento, las turbinas pueden ser instaladas lejos de los residentes y de las actividades realizadas en tierra.

1.3.5 Fases de desarrollo

El desarrollo de un parque eólico offshore consta de las siguientes fases:

- Fase de diseño, tramitación y contratación.
- Fase de fabricación, instalación y puesta en marcha.
- Fase de explotación.
- Fase de desmantelamiento.



Figura 15. Principales fases de desarrollo de un proyecto eólico offshore. Fuente: 4COffshore

1.3.6. Proyectos propuestos

Por el momento, a pesar de no existir más de 50 MW instalados en eólica offshore, existen numerosos proyectos propuestos.

Mientras Europa ha estado aumentando su capacidad offshore, Japón aún no ha despegado en este campo. Se espera que con parques como el de Akita, con 2982 MW propuestos, o el de Fukushima, de 1000 MW y ejecutado con tecnologías flotantes, terminen de provocar el impulso necesario a esta tecnología para que sea vista por los inversores como una tecnología segura, fiable y competitiva en todos los aspectos.

En la web “4COffshore” se puede ver la lista de proyectos existentes en Japón:

Status	Name
 	Floating Offshore Wind Turbine De...
 	GOTO FOWT Floating Offshore Win...
 	Choshi Offshore Demonstration Pro...
 	Fukushima Floating OffshoRe Wind...
 	GOTO FOWT Floating Offshore Win...
 	Kamisu Nearshore Wind Farm - ph...
 	Kamisu Nearshore Wind Farm - ph...
 	Kitakyushu Offshore Demonstration...
 	Kyushu University Wind Lens Projec...
 	Sakata
 	Setana
 	Fukushima Floating OffshoRe Wind...
 	Kyushu University Wind Lens Projec...
 	Savonius Keel & Wind Turbine Darri...
 	Akita
 	Akita Port
 	Aqua Wind commercialization Study...
 	Fukushima - Floating Commercial ...
 	Ishikari Bay Port
 	Kashima port - phase 1
 	Kashima port - phase 2
 	MAEDA - Yasuoka
 	Mutsu-Ogawara Port

Figura 16. Extracto de la lista de proyectos japoneses. Fuente: 4COffshore

1.3.7. Futuro de la energía eólica de offshore

Se espera que la capacidad de energía eólica offshore alcance un total de 75 GW en todo el mundo para el año 2020, con importantes contribuciones de China y Estados Unidos.

Como se dijo anteriormente, el Primer Ministro Shinzō Abe tiene intenciones muy favorables para el futuro de las energías renovables en el país nipón. Todo esto, juntos con las ventajas mencionadas con anterioridad, hace que haya grandes esperanzas para la energía eólica offshore en Japón.



Figura 17. Parque eólico offshore “Sheringham Shoal” en Reino Unido. Fuente: Google Images

2. OBJETIVO E INTERÉS DEL PROYECTO

2.1. Motivo principal del proyecto

2.1.1. Desastre de Fukushima en 2011

Durante toda nuestra historia, el ser humano ha construido máquinas que imitan partes del cuerpo humano. Los antiguos egipcios unieron brazos mecánicos a las estatuas de sus dioses; los griegos construyeron estatuas que operaban con sistemas hidráulicos, los cuales eran utilizados para fascinar a los adoradores de los templos.

Al ser humano siempre le ha movido la curiosidad, el afán de descubrir nuevas tecnologías para alcanzar una calidad de vida superior. Es por ello que la Energía Eólica Offshore es la punta de lanza del desarrollo energético actual. Actualmente somos capaces de enviar información en nanosegundos, comunicarnos con otras personas a miles de kilómetros de distancia y viajar a otros planetas de la galaxia sin estar presentes en el proceso. Se ha encontrado en la Eólica Offshore un aliado para la generación de electricidad y para el desarrollo social y económico y el cual ha evidenciado el aumento exponencial de la curva del desarrollo tecnológico.

Cada día vemos en las noticias novedades sobre regulación en temas energéticos y cambios legislativos que afectan a las energías renovables y que modifican los proyectos movidos siempre por el tema económico. En este proyecto se intenta dar un enfoque diferente, aportar soluciones innovadoras en un sector que en los próximos años va a tener un crecimiento abismal.



Figura 18. Desastre de Fukushima en 2011

Si nos remontamos al 11 de Marzo de 2011, recordaremos el periodo donde tuvo lugar uno de los mayores desastres nucleares que se conocen, el accidente de la central nuclear de Fukushima I. Este hecho provocó una serie de movimientos sociales que derivaron en la parada de las plantas nucleares japonesas. Desde aquel momento, el gobierno nipón, decidió lanzar un programa energético nuevo donde las energías renovables contarían con su pedazo del pastel.

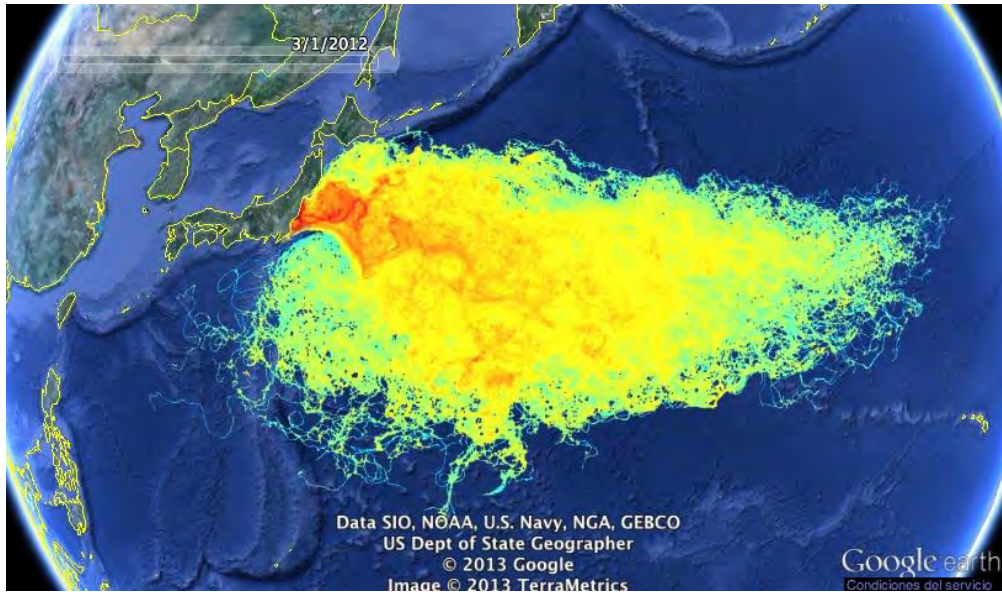


Figura 19. Fuga agua radiactiva desde la central Nuclear

El objetivo energético de Japón es conseguir instalar 50-75 GW hasta 2050 de renovables (actualmente las energías renovables ocupan el 1.6% de generación eléctrica, donde la eólica representa el 0,5%). Si observamos la masificación demográfica existente en la isla principal nipona, se cae en la cuenta que la energía eólica onshore (a pesar de tener costes menores) tendrá menos probabilidades de instalarse que la offshore (alrededor de 3-4 veces superior en coste).

Si a todo esto le sumamos las condiciones meteorológicas existentes en Japón, junto con su gran caída de profundidad del terreno mar adentro, se llega a la conclusión que la energía offshore con plataformas flotantes podría ser una de las mejores opciones que tiene el gobierno japonés de suplir la falta de generación eléctrica.

Como se verá en capítulos posteriores, el nuevo programa FY2014 y la retribución de la energía offshore en Japón que ha sido aumentada este año 2014 de 22 a 36 yenes (entre los anexos se adjunta la opinión de la JWPA ante la retribución) crea un nicho de mercado muy apetecible ante posibles promotores y desarrolladores de este tipo de energía.

2.2. Contenidos a desarrollar

Por todo lo expuesto anteriormente, se pretende diseñar un parque eólico offshore de 240 MW en la costa Este japonesa, cercano a la antigua central de Fukushima I. A lo largo del proyecto se indagará y se tendrán en cuenta los siguientes puntos:

- Estudio de impacto ambiental, en Japón el sector de los estudios y declaraciones de impacto medioambiental funcionan de manera diferente a como pueden funcionar en España.
- Legislación y programas de política energética japonesa, a partir del 1 de abril de 2014 se aplica la nueva retribución a las instalaciones de energías renovables y como se explicará con detalle en el capítulo 11, la energía eólica offshore se encuentra retribuida con 260 €/MWh producido de acuerdo a un contrato de FiT.
- Tratamiento del recurso eólico en el site mediante el software WASP.
- Estudio eléctrico y conexionado a red.
- Viabilidad económica del parque según CAPEX y OPEX y teniendo en cuenta la retribución actual.

3. EMPLAZAMIENTO

3.1. Elección del site y localización del parque

3.1.1. Localización del parque

Japón está constituido por islas volcánicas, eso quiere decir que el lecho marino donde vamos a construir el parque eólico offshore está compuesto por rocas volcánicas. Otro tema a tener en cuenta es la implementación de estructuras flotantes a las turbinas, aunque donde se construirá el parque eólico se dispone de placa continental, eso hace que se implemente mediante la tecnología de pilotar. A la hora de valorar las estructuras flotantes se tiene que tener en cuenta la profundidad que se tendrá en el emplazamiento. Se menciona esto debido a que ya a 60 metros de profundidad se contempla de forma viable.

Las fosas que bordean Japón se corresponden con el borde de estos arcos de islas: la fosa de las Kuriles-Kamchatka y la fosa del Japón se extienden desde las islas Kuriles hasta el centro de Honshû, justo en los límites entre las placas de Norteamérica y el Pacífico.

La fosa de Izu-Ogasawara se extiende desde el centro de Honshû hasta el sur, bordeando los límites entre la placa del Pacífico y la de Filipinas, mientras que la fosa de las Ryûkyû se extiende desde el centro de Honshû hasta las islas Ryûkyû en los límites entre la placa de Filipinas y la Euroasiática.

Precisamente es el hundimiento de la placa del Pacífico sobre la placa Norteamericana y la placa de Filipinas sobre la placa Euroasiática lo que explica que las cordilleras japonesas sean más elevadas en el área del Pacífico que en el área del Mar del Japón.

Se elige la costa Este japonesa por varios motivos principalmente:

- En Japón coexisten con dos tipos de frecuencias de red, 50 y 60 Hz, en la costa este japonesa trabajan con 50 Hz.
- El parque eólico offshore estaría localizado muy cerca de la antigua central de Fukushima Daichi I (de una potencia de 4.7 GW), con lo que las estructuras de red y la estabilidad de la conexión estaría garantizada.
- El motivo más importante para nuestro proyecto, el recurso eólico, en este emplazamiento disponemos de velocidades altas superiores a 8,5 m/s que nos permitirán realizar diversos diseños de configuración de parque para obtener diferentes producciones a lo largo del año.

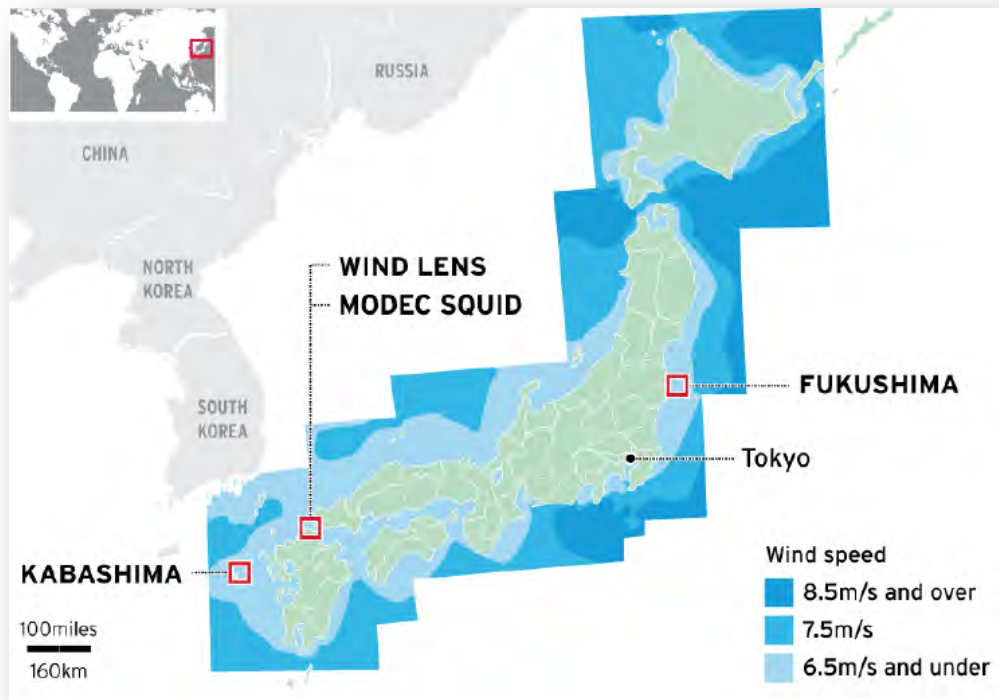


Figura 20. Velocidad del viento en Japón

Fukushima se encuentra situada en la costa este de Japón, a 200 km de la capital, Tokio.



Figura 21. Localización de Fukushima

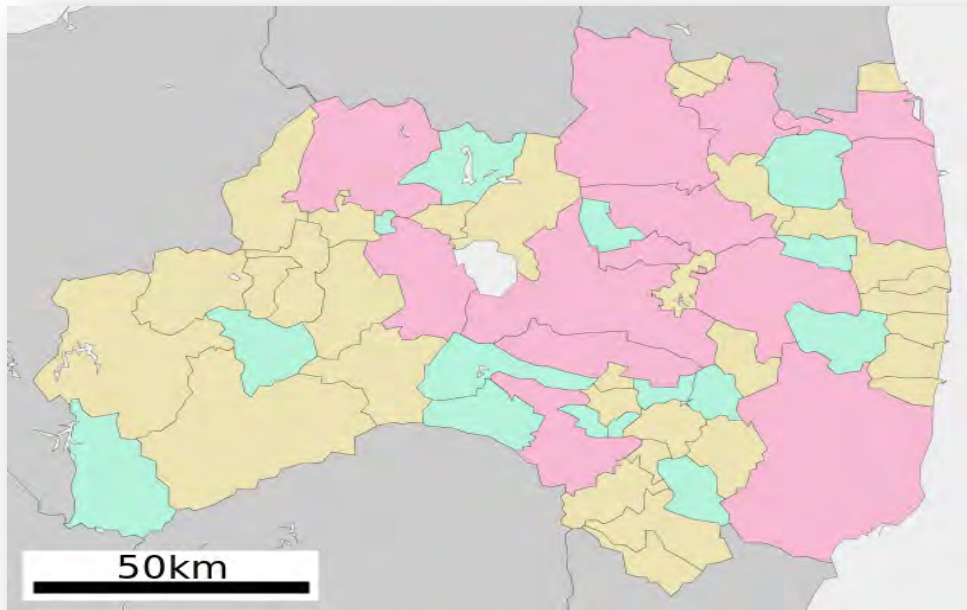


Figura 22. Prefectura de Fukushima

El parque eólico se encontraría en el norte de la prefectura de Fukushima, casi en territorio de la ciudad de Sendai. Actualmente existe un proyecto de investigación y demostración de la tecnología flotante en Fukushima, el *Fukushima FORWARD*, con una turbina de 2 MW.

La turbina está equipada con aspas de 80 metros de largo, flota en el mar a unos 20 kilómetros de la ciudad de Naraha, donde se encuentra la planta de Fukushima Daini, que se encuentra actualmente paralizada al igual que el resto de las centrales nucleares niponas. El proyecto *Fukushima FORWARD*, financiado por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria y en el que participan firmas como Mitsubishi o Hitachi, entre otras, planea instalar antes de marzo de 2015 dos turbinas marinas con una potencia de 7 MW cada una (en concreto es la Mitsubishi Sea Angel).

Al contrario que este proyecto de demostración, nuestro proyecto se encontraría a unos 15-20 km de la costa perpendicular al puerto de Sendai, teniendo una profundidad entre 15 y 25 metros y se realizaría con monopilotes cimentados en el fondo marino.

4. ESTUDIO FÍSICO DEL EMPLAZAMIENTO

4.1. Estructura geológica

A la hora de diseñar un parque eólico *offshore*, aparte de tener en cuenta el recurso eólico se tiene que tener en cuenta el lecho marino; ya que este estudio determinará qué tipo de cimentaciones instalaremos en nuestros aerogeneradores. Con ello se quiere decir, que los estudios geológico y geotécnicos son bastante importantes.

El estudio geológico lo que pretende conseguir es una primera toma de contacto con la geología de la zona de implantación del parque y la morfología del fondo marino. De esta forma, se optimiza los posteriores estudios geotécnicos y medioambientales, ya que éstos resultan bastantes caros. Para ello, se suele utilizar los siguientes sistemas para analizar la geología del emplazamiento:

- **“Geopulse/Boomer”**: el sistema perfilador de fondo es de referencia en la industria hidrográfica. Su éxito contrastado se debe a su fiabilidad, robustez, facilidad de uso y flexibilidad. Los estratos del fondo se dibujan codificando las reflexiones acústicas de una señal monofrecuencia, de alta potencia y multicíclica seleccionable transmitida desde un montaje en el casco, por la borda o remolcado. La señal es procesada en la compacta unidad de cubierta.
- **Perfilador (“Chirp”)**: es un sistema perfilador con transductores cerámicos que permite mayor resolución mediante la modulación de onda. Compuesto por 4 dispositivos básicos: un transmisor generador de señal, un transductor (o arreglo de transductores), un receptor y un ordenador de control y registro de datos
- **Sónar de barrido Lateral - SBL (Side Scan Sonar - SSS)**: el funcionamiento del sonar es el mismo que el del radar, sólo que con ultrasonidos en lugar de ondas electromagnéticas. Las señales acústicas emitidas por el sonar rebotan en el fondo marino y en los objetos depositados sobre él, creando una imagen de éste. El cruce de los datos de rebote de las ondas ofrecen información sobre el tamaño de los objetos detectados.

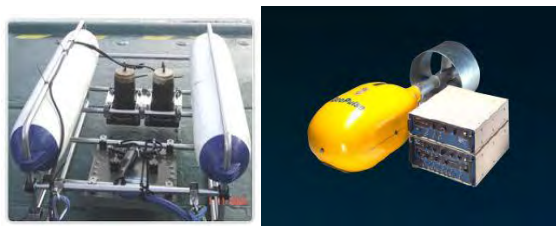


Figura 23. Geopulse (Izquierda) y Chirp (Derecha). (Fuente: Geopulse exploration Inc.)



Figura 24 Sonar de Barrido Lateral. (Fuente: I-3mps).

Los estudios geotécnicos permiten obtener conocimiento detallado de la geología de la zona de implantación, que permita realizar un diseño detallado de las estructuras soporte y de su proceso de instalación. Se tiene varias técnicas atendiendo a sus costes, que son los siguientes:

- El sistema de **Vibrocorer** consiste en un tubo sacatestigos, al que se le transmite una vibración con objeto de facilitar su penetración en el relleno sedimentario del subsuelo.
- La cuchara **Van de Veen** toma muestras y permite obtener muestras de sedimentos superficiales. El funcionamiento de este sistema se basa en un mecanismo sencillo para la toma de muestra, y cierre instantáneo de la cuchara.
- El **Piezocono/CPTU** es un método versátil, rápido y preciso. Empleado para la determinación de las propiedades del suelo, capaz de medir la presión del agua subterránea, y el módulo de corte a pequeñas deformaciones, GMAX así como otros parámetros de interés en el estudio geotécnico.
- El **sondeo mecánico** consiste en la extracción de un testigo de material a través de una perforación de pequeño diámetro, con la que se puede alcanzar grandes profundidades y atravesar cualquier tipo de terreno, desde suelos hasta niveles rocosos o materiales resistentes.

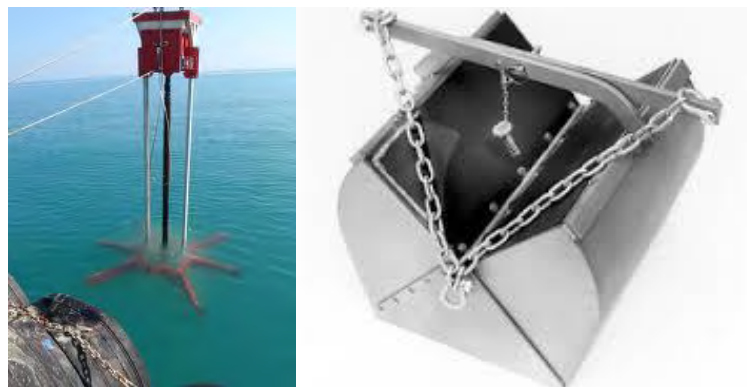


Figura 25. Vibrocorer (Izquierda) y Cuchara Van de Veen (Derecha). (Fuente: Tecmarin).



Figura 26. Piezocono/CPTU (Izquierda) y Sondeo mecánicos (derecha). (Fuente: AFS)

La ubicación de nuestro parque es perfecta para la disposición de monopilotes, ya que no presenta una gran profundidad, al tener una placa no muy profunda. El emplazamiento del parque eólico se encuentra a unos 16 km de la costa, en esa zona la profundidad de nuestro parque oscilaría entre 15 m y 25 m; esto hace que la estructura de monopilote sea viable económicamente. La estructura del lecho marino se muestra en la siguiente Figura 27 en el que se representará la composición del suelo.



Figura 27. Geología marina del emplazamiento (Fuente: Geological Survey of Japan).

Como se puede apreciar en la Figura 27 en el círculo rojo, el parque se situará en una zona que es medio-valle relleno con secuencias en la plataforma interna hacia secuencias deposicionales de pendiente, y que tiene un cobijo de sucesiones de plataforma externa a la pendiente.

Se observa en la imagen con un círculo rojo la capa Dk está formada por limolita. Este tipo de limolita es una roca sedimentaria clástica. Como su nombre indica, está compuesto principalmente de más de 2/3 de limo. Las limolitas difieren significativamente de areniscas debido a sus poros más pequeños, y una mayor propensión de que contiene una significativa fracción de arcilla.

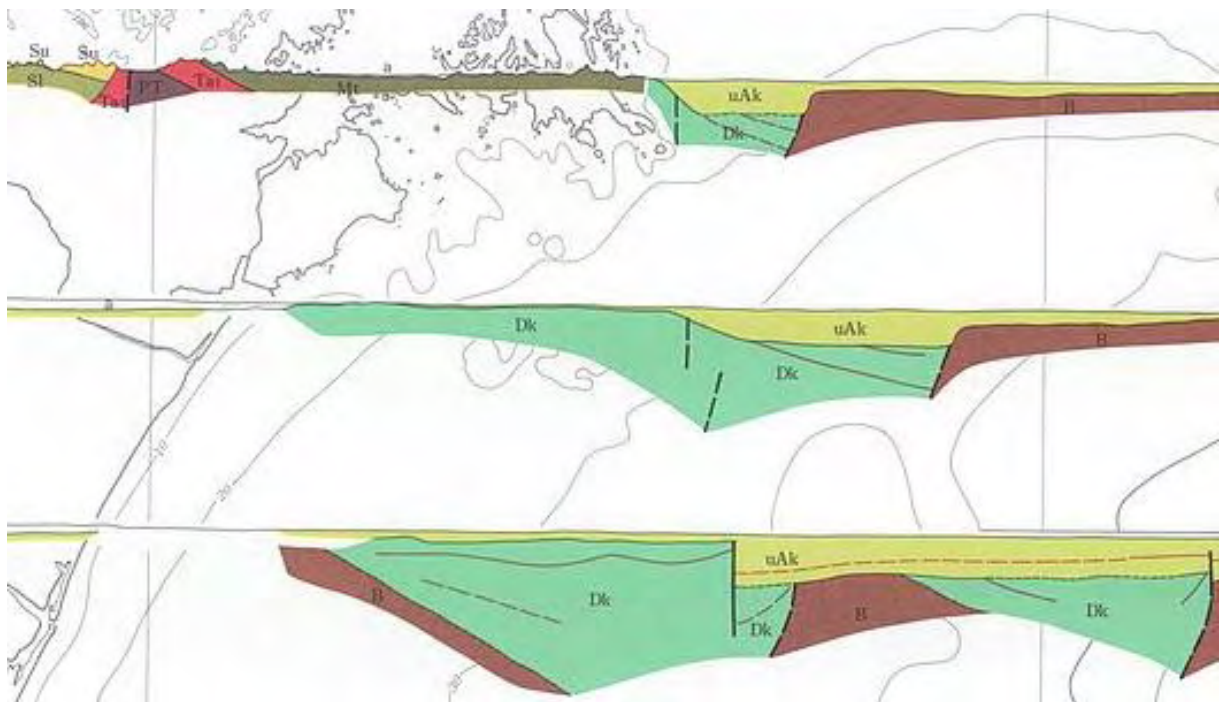


Figura 28. Perfil de diferentes capas del parque eólico (Fuente: Geological Surveys of Japan).

La composición del lecho marino, según estudios geológicos realizados por las distintas entidades, está compuesto entre 4-5 m de sedimentación de limolita y depósitos de arcilla compuesta de unos sedimentos extremadamente finos. A unas profundidades mayores el suelo se compone de una arena que es más gruesa y tiene una gran concentración de suelo rocoso. Hay que tener en cuenta que Japón son islas de origen volcánico, esto hace que a la hora de pilotar, se tenga cuidado cuando se instale el pilote, y el martillo no tenga que hacer su tarea de una forma más ardua y extensa en el tiempo.

Según la geología del lecho marino a partir de 40 km se dispone de una profundidad de 50 m y ya a partir de los 300 km hay una gran precipitación que compone el foso de Japón con profundidad de hasta 9000 m.

4.2 Batimetría

La batimetría es el estudio de las profundidades marinas y de la tercera dimensión de los fondos marinos. Un mapa o carta batimétrica normalmente muestra el relieve del fondo o terreno como isogramas, y puede también dar información adicional de navegación en superficie. De esta forma, se puede conocer de primera instancia que relieve marino se tiene en el emplazamiento del parque eólico. Esta campaña lo suelen hacer barcos con equipos que representa el relieve marino, para ello necesitan los equipos designados:

- Ecosonda (Multihaz).
- DGPS o sistema de posicionamiento.
- Registrador de movimiento (MRU) y compensador de oleaje.
- Hidrófono (MVS).
- Sincronizador de señales (SPS).
- Software de navegación y procesado de datos.
- Mareógrafo.

Todo estos elementos para reconocer que relieve tiene el emplazamiento, han sido aportado por la **Geological Survey of Japan**, que ha facilitado con sus estudios el tipo de batimetría que se tiene en el emplazamiento. En la Figura 29 se observa en el círculo rojo los estudios batimétricos que se ha realizado en la zona del parque.



Figura 29. Estudios batimétricos del emplazamiento del parque eólico (Fuente: Geological Survey of Japan).

Se ha escogido los estudios **81-48-1**, **81-D-3** y **81-49-1** para saber el tipo de relieve donde se va a trabajar. Se tiene que destacar que estos estudios se han hecho a finales de los 80 y la tecnología

no es tan precisa como la de ahora. Esto quiere decir, que si con la explotación de la eólica offshore en Japón, daría una información pública más abundante que la de ahora y más actual.

En la Figura 30 y la Figura 31 se muestra que el emplazamiento está ante un relieve que es bastante llano y sin ningún tipo de socavones. Esto hace más fácil a la hora de instalar monopilotes de una forma más sencilla que si se tiene valles. Estos estudios se han hecho a 30 km de la costas, la situación del parque se encuentra a 16 km, con lo que se determina en las imágenes que la profundidad máxima en esa distancia de costa comprenderá 25- 26 m como punto menos profundo.

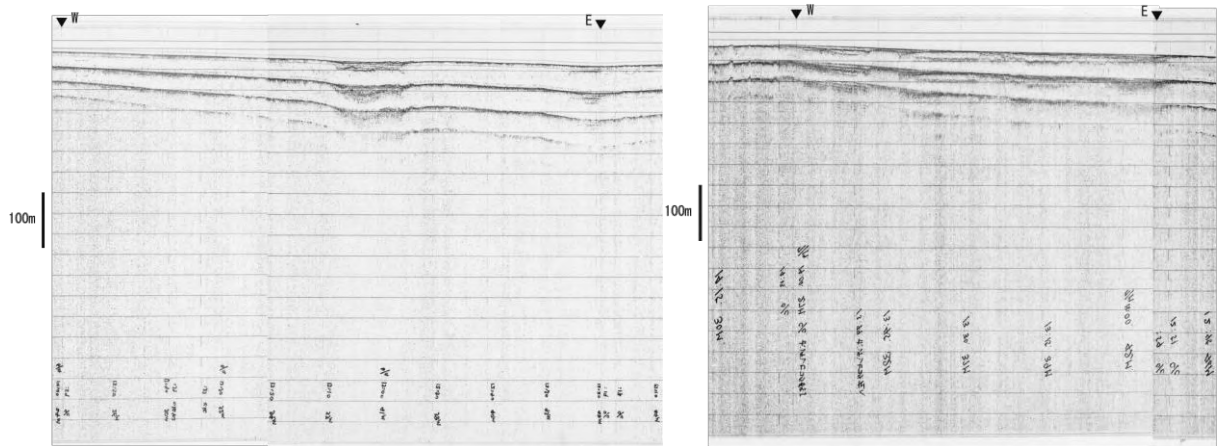


Figura 30. Trayecto del estudio batimétrico 81-48-1 (Izquierda) y 81-49-1 (Derecha). (Fuente: GSJ)

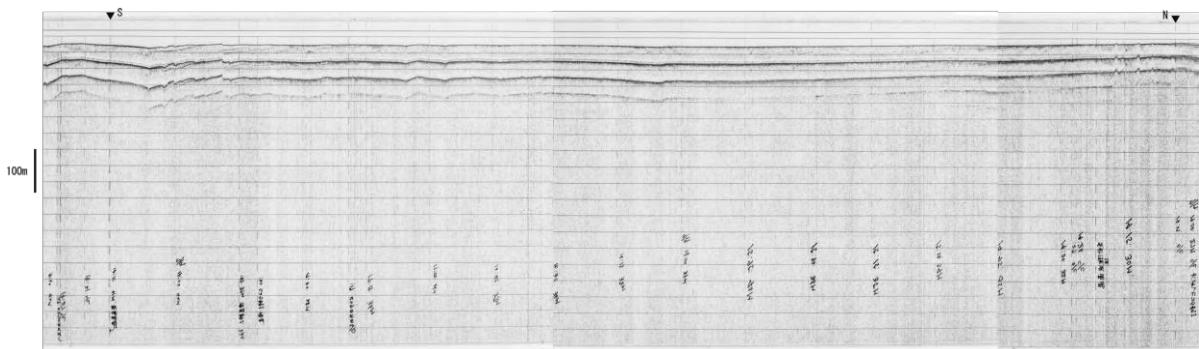


Figura 31. Trayecto del estudio batimétrico 81-D-3. (Fuente: GSJ).

4.3. Oceanografía

4.3.1 Olas

Las olas de la costa de Sendai se producen por los parámetros de los vientos existentes de la zona, con periodos corto en relación con la longitud de onda. Sobre todo este tipo de olas provienen del océano Pacífico. Dado el resguardo al Norte del emplazamiento, la dirección predominante de las olas viene desde el Sur y el Sudeste.

Según los datos obtenidos por la NOAA con una boya en las cercanías del emplazamiento, se observa que se tiene una altura de olas de media constante, la media anual es de 1,63 m tomada cada 5 segundos. Siendo el periodo con una máxima de ola de 2,28 m en Abril, y el mes con media más alta. La ola más alta que ha llegado a registrarse en esta boya ha sido de 19 m en condiciones adversas. En la Tabla 1 se muestra la media y la máxima en cada mes del año. Siendo unos valores aceptables para a accesibilidad al parque.

Mes	Estación	
	Media	Máxima
Enero	1,68	2,18
Febrero	1,72	2,16
Marzo	1,77	2,27
Abril	1,78	2,28
Mayo	1,69	2,21
Junio	1,68	2,19
Julio	1,70	2,18
Agosto	1,73	2,19
Septiembre	1,70	2,17
Octubre	1,70	2,21
Noviembre	1,71	2,23
Diciembre	1,67	2,15
Anual	1.63	2,20

Tabla 1. Tabla de variación de olas.

4.3.2. Corrientes

La corriente es fundamental a la hora de diseñar y ejecutar un parque eólico offshore. Las corrientes pueden transportar sedimentos y afectar las fundaciones por erosión. También pueden alterar el fondo marino y dificultar el transporte de equipos durante la instalación. Estos datos son facilitados por la **Japan Oceanographic Data Center (JODC)**, en el que se puede observar que la media anual es de 0,23 nudos con una dirección de 169°. También se destaca que la máxima corriente ocurre en Noviembre con 3 nudos. Todos estos datos se adjunta en la Tabla 2 sacados de la JODC, se ha tomado como referencia el puerto de Sendai, ya que es la estación donde más información se obtiene para representar estos valores.

Meses	Máxima corriente (nudos)	Dirección máxima (grados)	Media corriente (nudos)	Dirección media (grados)
Enero	1,8	162	0,2	155
Febrero	1,8	162	0,2	155
Marzo	1,8	225	0,1	165
Abril	1,5	308	0,1	151
Mayo	1,7	170	0,2	176
Junio	1,2	130	0,2	141
Julio	1,3	216	0,2	176
Agosto	2,2	258	0,2	192
Septiembre	1,5	145	0,3	185
Octubre	1,9	200	0,5	188
Noviembre	3	160	0,4	182
Diciembre	1,3	109	0,2	160
Anual	1,75	187	0,23	169

Tabla 2. Tabla de variación media y máxima de la corriente.

4.3.3 Mareas

Las mareas son las que llevan las corrientes a lo largo de la costa, y es necesario su estudio esto influye a la hora de instalar la turbina y acceso a el emplazamiento. Este parámetro a estudiar como se ha comentado, se tiene en cuenta en el diseño de la altura que se obtiene para instalar las cimentaciones. En este caso, los monopilotes, ya que la crecida de la marea cuando se instala la pieza de transición en el pilote sería mucho más compleja. Para ello la JODC, ha realizado otro estudio en el mismo puerto de Sendai que muestra cual es la crecida máxima y media de la marea a lo largo de los meses del año.

Meses	Crecida media (cm)	Crecida Máxima (cm)
Enero	96,8	179
Febrero	92,5	164
Marzo	88,2	158
Abril	92,4	160
Mayo	96,6	171
Junio	100,0	165
Julio	110,3	179
Agosto	112,9	190
Septiembre	111,1	183
Octubre	106,5	173
Noviembre	101,7	343
Diciembre	99,6	168
Anual	100,7	186,1

Tabla 3. Tabla de variación de la marea media y mensual.

4.3.4. Salinidad

La salinidad es un parámetro que se tiene que analizar para el diseño del parque eólico. Esto es, por la medida de dar un tratamiento contra la corrosión a los materiales que son sensibles a ella. También lo que se hace en estas situaciones es remplazar en la medida que se pueda unos materiales por otro. El parámetro de la corrosión ha sido facilitado por el puerto de Sendai, mediante la página de NOAA en el que retrata la salinidad en Japón. El valor medio anual de la salinidad del agua ronda entre lo 34-33,5 gramos/litros de agua. Siendo los valores máximos y mínimos anuales de 32,65 y 34,69 gramos/litros de agua. En la Figura 32 se muestra la variación de la salinidad en Japón.

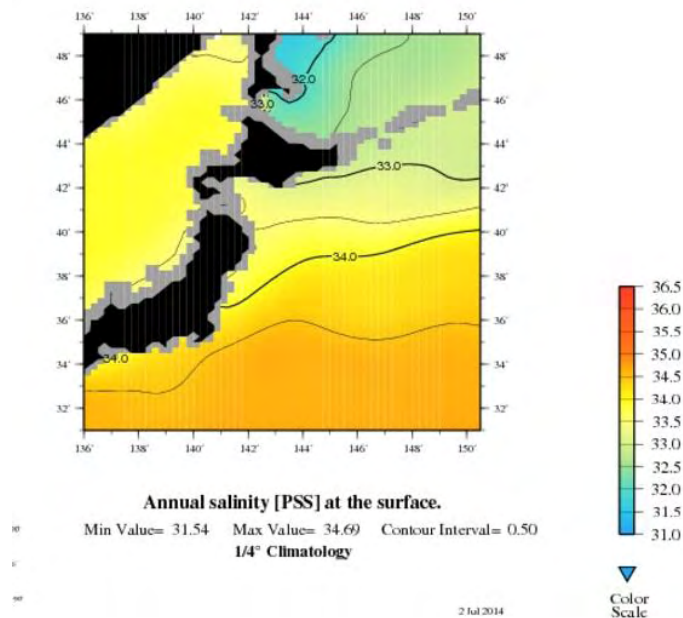


Figura 32. Variación media de la salinidad en las costas de Japón. (Fuente: NOAA)

4.2. Climatología

El clima a veces se ve afectado por los vientos estacionales producidos por los centros ciclónicos y anticiclónicos que se forman en el continente y en el Pacífico (anticiclón o ciclón hawaiano), generando vientos desde el continente hacia el Pacífico en invierno y del Pacífico al continente en verano.

Existen dos factores primarios en la influencia climatológica: la cercanía con el continente asiático y las corrientes oceánicas. El clima desde Junio a Septiembre es caliente y húmedo por las corrientes de viento tropicales que llegan desde el océano Pacífico y desde el sudeste asiático. Estas corrientes, hace que haya una gran cantidad de precipitaciones, por lo que el verano es una época de importantes lluvias, que comienzan a principios de Junio y duran alrededor de un mes. Le sigue una época de calor, y a principios de Agosto hasta principios de Septiembre, un periodo de tifones, en la cual pasan por Japón 5 ó 6 de ellos y llegan a producir daños significativos. La precipitación anual de lluvias es de 100 a 200 centímetros, pero entre el 70 y el 80 por ciento de estas se concentran en Junio y en Septiembre.

En invierno, los centros de alta presión del área siberiana y los centros de baja presión del norte del océano Pacífico, generan vientos fríos que atraviesan Japón de oeste a este. Como los vientos chocan contra las cadenas montañosas del centro, las grandes alturas terminan por precipitar la humedad de estos vientos en forma de nieve, y al pasar por la costa pacífica del país, llegan sin portar notables cantidades de humedad; por lo que no son el factor principal de nevadas en la costa pacífica. Además, esto provoca que en esta costa, el tiempo en invierno sea seco y de días sin nubes, al contrario del invierno en la costa oeste.

Mes	Temperatura a máxima media (°C)	Temperatura mínima media (°C)	Precipitación total (mm)	Horas de sol	Humedad relativa (%)
Enero	5,0	-2,7	43.7	141.9	61
Febrero	5,6	-2,5	58.7	130.9	60
Marzo	8,9	-0,1	99.5	158.2	59
Abril	14,9	5,1	121.1	183.6	60
Mayo	19,5	10,2	139.6	199.5	62
Junio	22,3	15,0	201.0	149.5	69
Julio	25,9	19,4	155.4	186.2	70
Agosto	28,1	21,1	99.4	210.6	67
Septiembre	24,4	16,9	174.9	149.4	68
Octubre	19,2	10,4	109.3	161.5	66
Noviembre	13,6	4,5	66.3	146.6	64
Diciembre	7,9	-0,1	37.7	149.2	62
Anual	16,3	8,1	1306.1	1967.1	64

Figura 33. Climatología anual de Sendai

4.2.1 Temperatura

En el apartado anterior se ha explicado de una forma general como es la climatología de Sendai. En este apartado se explicará de una forma más detallada los aspectos climatológicos del emplazamiento. Para ello, se ha hecho un estudio mediante las estaciones que están ubicadas en el puerto de Sendai y que proporciona información sobre la climatología de la localización de una forma aproximada del parque.

En primer lugar se expone en la Figura 34 de las temperaturas máximas y mínimas mensuales medias desde el año 1975.

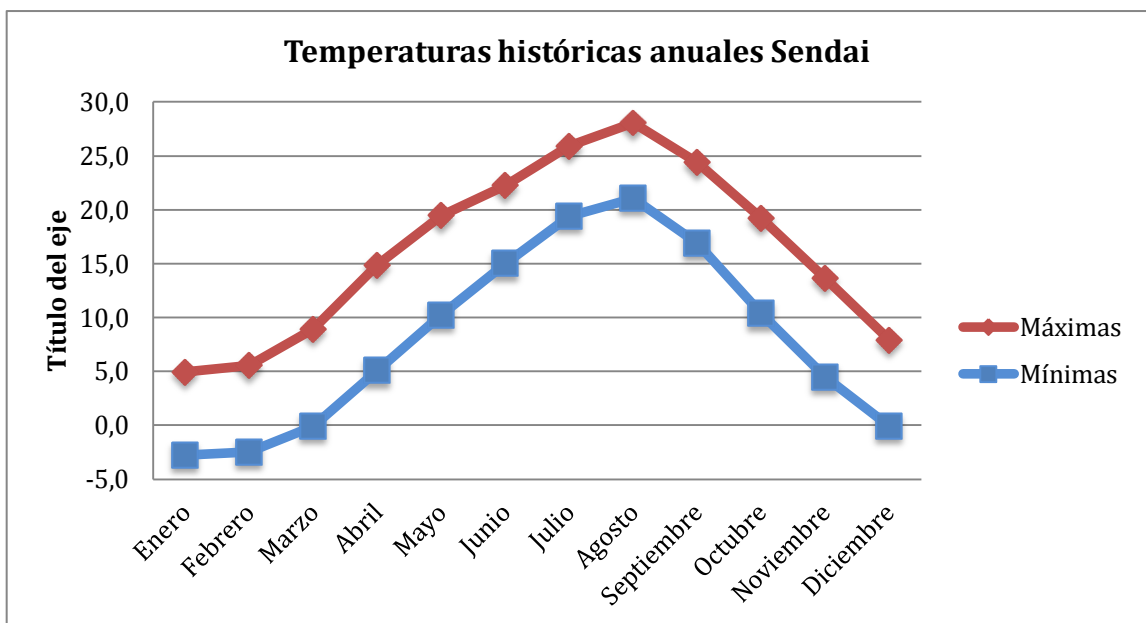


Figura 34. Temperaturas medias del puerto de Sendai. (Fuente: JMA).

Otra gráfica a tener en cuenta es la diferencia de temperaturas que existe entre el agua y el aire, esto sirve para estimar los esfuerzos térmicos de las piezas, y de esta forma escoger los materiales adecuados; ya que el emplazamiento es en el mar, un ambiente salino y húmedo.

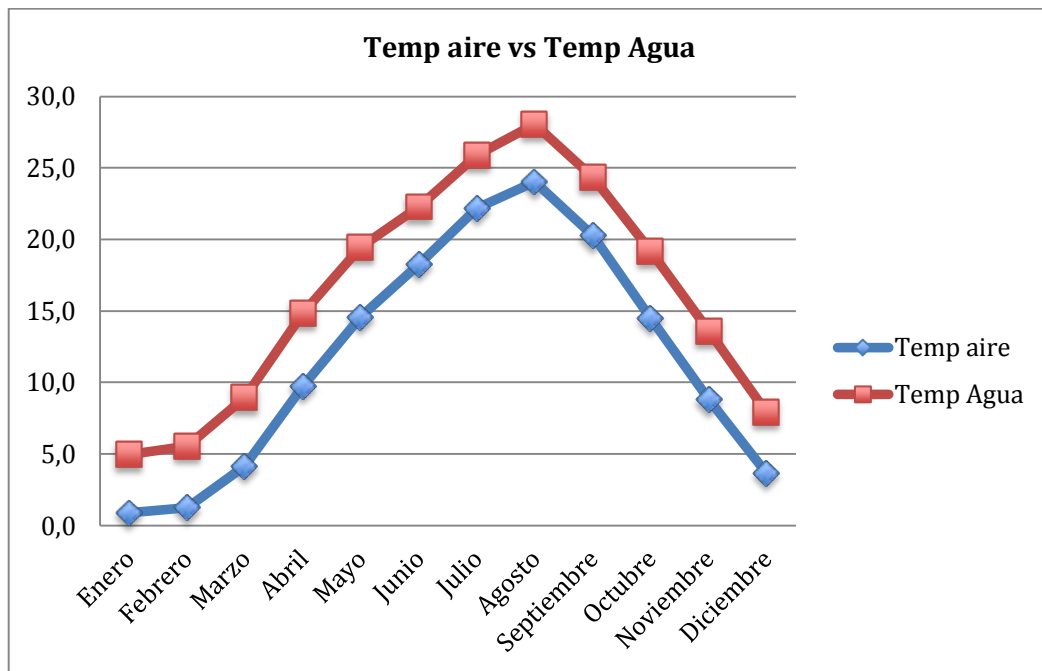


Figura 35. Comparativa de la temperatura del agua con respecto a la del aire (Fuente: JMA).

4.2.2 Humedad

Otro dato mencionado anteriormente y a tener en cuenta en estos ambientes de costa, es la humedad que residirá en la atmósfera. Debido al estar en el mar, es un parámetro que puede afectar a las máquinas que se instalará en la turbina eólica. Para ello, la Figura 36 representa esta componente que nos proporciona la **Japan Meothorogical Administration (JMA)**.

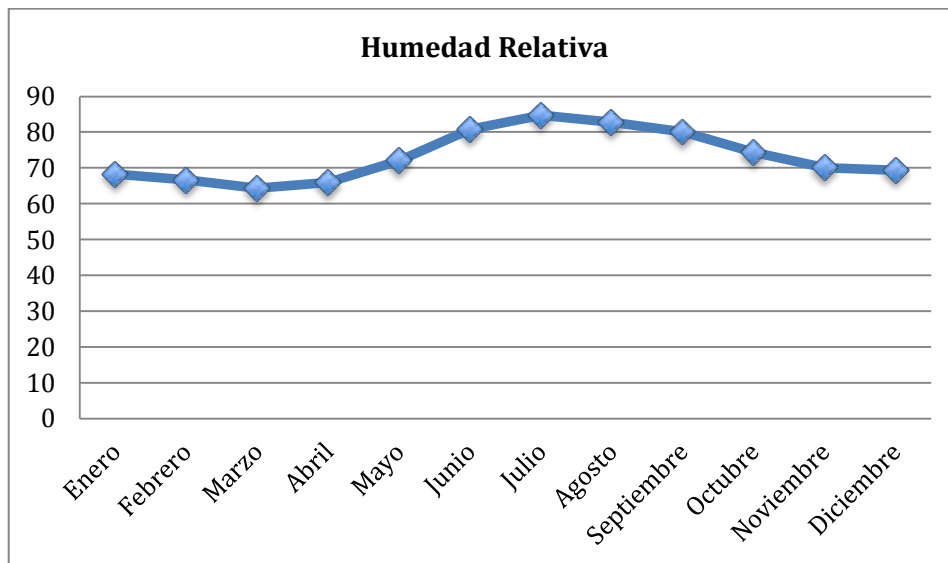


Figura 36. Humedad relativa de Sendai (Fuente: JMA)

4.2.3. Viento

En la costa este de Japón, donde la costa esta bañada por el océano Pacífico, se encuentra con un recurso eólico bueno para desarrollar un parque eólico *offshore*.

El viento predominante del emplazamiento viene siendo tanto del Este como del Sudeste, llegando a valores de 11-12 m/s de media. Esto quiere decir que es buen emplazamiento para realizar el parque eólico *offshore*, por el hecho también de que se tendrá disponibilidad del viento aproximadamente de 3500-4000 horas. Esta cifra es muy buena, ya que se rentabiliza al máximo el parque eólico.

En la siguiente figura se observa la Rosa de los vientos, para analizar cómo se comportará el viento y de esta forma hacer un layout del parque eólico. Con ello, se desea que el layout sea lo más eficaz posible para evitar pérdidas por efectos estelas.

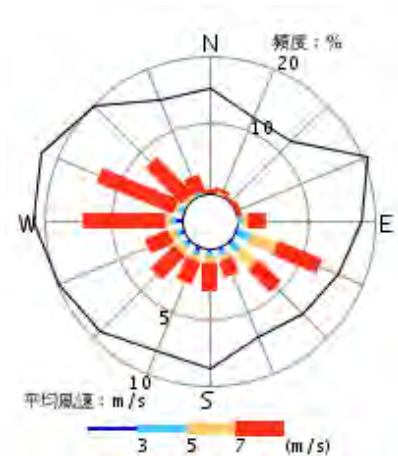


Figura 37. Rosa de los vientos del emplazamiento (Fuente: Nedo).

4.2.4 Precipitaciones

La temporada de lluvias en Japón, se llama Tsuyu o Baiu, generalmente comienza a principios de mayo.

El clima durante tsuyu es inestable. Es importante prepararse para la lluvia en cualquier momento. Aunque es típicamente lluvioso con temperaturas más bajas, a veces tiene menos lluvia y suele ser más caliente. El frente a menudo trae fuertes lluvias en la región de Tohoku.

Sobre todo en la zona de Tohoku, el periodo con más precipitaciones es en el mes en Septiembre, en el que se registra más mm. de agua. Este tipo de lluvias hay que evitarlas en Japón debido a que son de gran intensidad y provocan una gran cantidad de tormentas. En la Figura 38 se muestra un esquema.

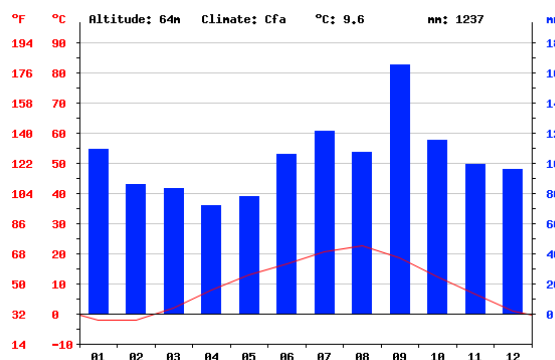


Figura 38. Precipitaciones en mm. (Fuente: JWA).

4.2.5. Climas extremos

Otra consideración a tener en cuenta son los tifones que se manifiestan en Japón. En lo que se lleva registrado Japón ha sufrido más de 80 tifones, lo que llega a darse cuenta, que este tipo de temporales son muy perjudiciales en la fase de construcción y puede tener retrasos en las obras. Por eso construir un parque *offshore* de tal medida en Japón es un gran reto.

4.3 Terremotos y Seísmos

Japón es un país bastante sensible a terremotos, lo que complica a la hora de que se realice la obra civil del parque y la instalación de las turbinas. El grupo insular nipón es, sobre todo, el resultado de continuos e inmensos movimientos oceánicos que ocurrieron durante centenares de millones de años desde mediados del Período Silúrico hasta el Pleistoceno. Este proceso fue como resultado de la subducción tectónica de la placa Filipina y la placa Pacífica, debajo de las continentales placa Euroasiática y placa Norteamericana.



Figura 39. Mapa tectónico de Japón.

La mayor parte del territorio terrestre está asentado sobre la placa de Ojotsk, ubicándose su línea de fricción y ruptura con la placa Euroasiática (sector también conocido como placa Amuria). Al sur de la isla de Honshu. El resto del territorio japonés se encuentra en la segunda placa mencionada.

Por otro lado, la unión de la placa Filipina, la placa Euroasiática y la placa de Okhotsk ocurre en las cercanías del Monte Fuji o Fujisan, convergencia con un alto potencial sísmico y vulcanológico.

Esta compleja distribución, origina profundas y extensas fosas oceánicas, especialmente en la costa pacífica del archipiélago. Destaca en particular la Fosa de Japón, de 9000 metros de profundidad, originada por una falla con borde convergente por subducción.

Japón ha sufrido a lo largo de su historia múltiples terremotos, contando el del 2011 en el que ocurrió el desastre de la central nuclear de Fukushima, y la que ha motivado este cambio de seguir a un cambio más seguro y sostenible. En la Figura 40 se puede observar el historial de los

terremotos de Japón y se ve de una forma más clara que estos fenómenos se tienen que destacar debido al gran reto de desarrollar el parque eólico *offshore*.

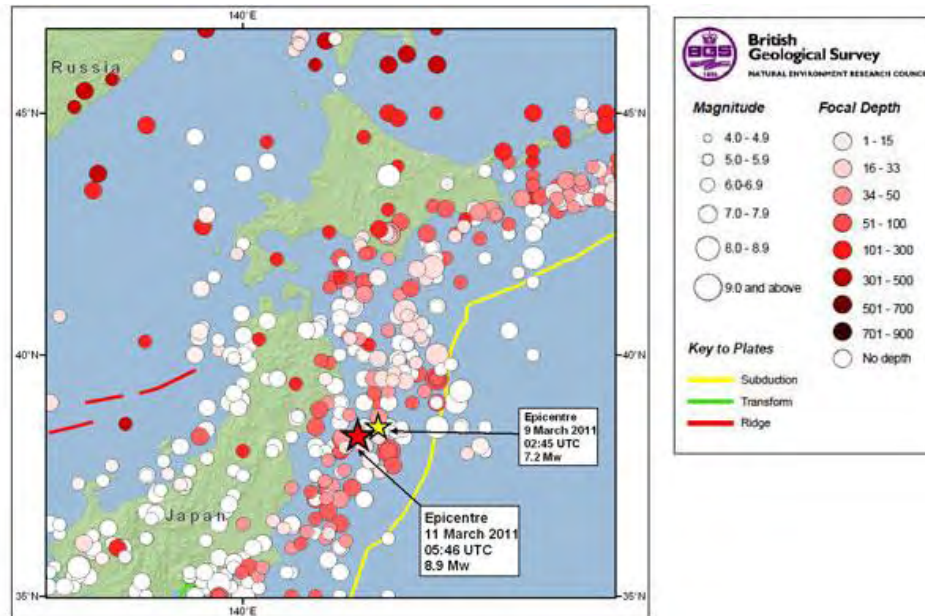


Figura 40. Historial de terremotos en Japón. (Fuente: British Geological).

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

En este apartado se expondrá los impactos ambientales potenciales que el proyecto tendrá, tanto en las fases de desarrollo y construcción, como las de operación y mantenimiento. Se tiene que destacar que Japón es un país demasiado dependiente de energía, y un proyecto de tal calibre para suplir de energía eléctrica no tiene ningún tipo de problema a la hora de aprobar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). También cabe decir, que estos procesos son extensos en el tiempo, sobre los tres años aprueban el EIA. Entonces, para que no haya ningún tipo de problemas es recomendable que sea lo primero que se haga.

5.1. Legislación

El proyecto tendrá que cumplir ciertas normas de la legislación nipona. Para ello, se estudiará con detenimiento cual son los agentes que afectará, tanto negativamente como positivamente, el proyecto y se tendrá que cumplir varias leyes del país. Como en muchos países, se evaluará las leyes que afectan al proyecto, desde el nivel más bajo que será en lo que es en la Prefectura de Miyagi, pasando por lo que es la Región de Tohoku y a nivel nacional que se debe cumplir, para no hacer ningún daño al medio ambiente.

Política energética de Japón

En el contexto medio ambiental se tiene que hablar de la política energética de Japón, debido al gran impulso que quiere dar el país a las energías limpias como la energía eólica *offshore*. Esto quiere decir, que la retribución a esta tecnología es alta, y es un camino para emitir menos Gases de Efecto Invernaderos (GEI) e importar menos recursos energéticos de otros países.

Ley contra el ruido

Los estándares medioambientales, de acuerdo con el ruido, dispone del artículo 16 párrafo 1 de la Ley de Medio Ambiente Básica, y en la que dicta que la preservación del Medio Ambiente se mantiene en contribuir a la protección de las normas medio ambientales relacionadas con el ruido.

Ley para la Prevención de la Contaminación Marina y Desastres Marítimos

Esta ley exige unos mínimos, para que las aguas donde se vaya a trabajar sea de una calidad excelente y evitar cualquier desastre marítimo. Se garantiza la vida de la fauna y flora del sitio donde trabajará. En esta ley, los objetos de estudio para el agua será ver que nivel de turbidez y de sedimentos (Sulfuros, Oxígeno disueltos, metales pesados, composición de la partícula, etc.) existentes en la fase de construcción, operación y mantenimiento.

Política Básica de Protección de animales y plantas silvestres raras de Miyagi

Esta política de protección, tanto de la flora y la fauna, de la prefectura de Miyagi obliga a los proyectos que tengan un gran impacto en las especies de la región, que proporcionen unas medidas compensatorias sobre los animales que tengan zona de cría en las costas o su habitual hábitat de Miyagi.

División de Protección natural de aves migratorias en Miyagi

Esta organización trata de promover tanto la defensa de las aves migratorias como de las autóctonas de la prefectura. La colaboración con esta organización es vital, debido al impacto que ello provoca un parque eólico en la avifauna. Dado que esta organización ha promovido la protección de estos animales en la prefectura de Miyagi, se tendrá que tener en cuenta su ayuda.

Política de Especies Piscícola de Miyagi

Se tiene que tener en cuenta que al hacer una alteración del ecosistema de la ubicación del parque eólico, se tiene que informar sobre las zonas de cría, desarrollo y maduración de las especies piscícolas de la zona. Para hay que consultar a la prefectura de Miyagi el tratamiento de estas especies.

Ley de caza y protección de la vida salvaje

En Japón, la caza de ciertas especies está prohibida. Esta ley, permitirá informarse a la hora de desarrollar el proyecto, que especies se tienen que considerar para evitar daños de éstas.

5.2. Localización del emplazamiento

En el caso del parque eólico está situado sobre 16 km del puerto de Sendai, con ello se mantiene que es una zona en la que hay mucho tránsito marítimo, esto supone que es una zona buena para realizar un parque eólico de tales características, ya que no es una zona conflictiva y no existen zonas protegidas muy próximas. Por ello, es importante delimitar la zona en la que se construiría el parque.

La importancia de construir un parque sin que haya una zona protegida cerca es importante, para ello hay que analizar la zona. En este caso, la única zona protegida esta en las inmediaciones del parque eólico, es el espacio protegido de Sanriku Kinkazan, pero ya que se encuentra a una distancia bastante importante no causará ningún tipo de impacto al espacio protegido. En la Figura 41 se encuentra señalada en azul la zona que tiene especial atención.

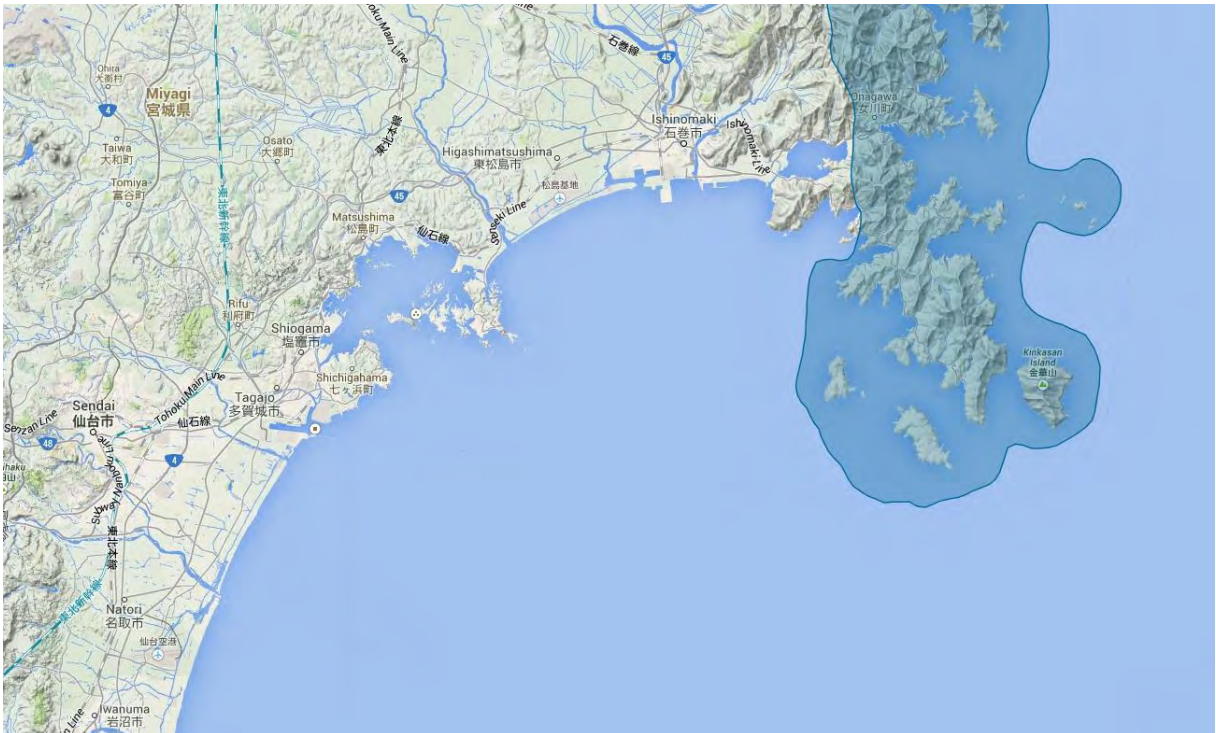


Figura 41. Zona protegida de Sanriku Kinkazan.

5.3. Inventario ambiental

5.3.1. Suelos

Habiendo hecho el análisis anteriormente del emplazamiento realizado del fondo marino, se concluye que es una zona que no posee ningún tipo de valor al ser una zona, que en su mayoría es totalmente arenosa, y con presencia de rocas en el lecho marino. Cabe destacar que esta zona no tiene ningún tipo de accidente importante como es una fosa o volcán en el que necesite protección alguna.

5.3.2. Aguas

Como se ha comentado en el apartado de legislación, existe una ley para la protección marítima y desastres marítimos. Con la ayuda de ésta, se ha clasificado que las aguas residentes son aguas con buena calidad. Se tiene que destacar, que al estar al lado del puerto de Sendai, las aguas normalmente llevan algún vertido procedente del propio puerto y el tránsito que existe en este puerto. También al ser una ciudad de más de un millón de habitantes, las aguas suelen tener residuos urbanos de la propia ciudad de Sendai.

5.3.3 Fauna

Realizando una búsqueda en varias organizaciones, se ha clasificado la fauna existente con su situación de peligro.

Especies piscícolas

En la Tabla 4 se adjunta las especies piscícolas que tendrá el emplazamiento del parque atendiendo a su hábitat. Muchas de estas especies son comerciales para la alimentación humana como son el *Sebastes nivosus* y la *Bathyrhaja aleutica* y especies de lenguados.

Nombre científico	Situación
<i>Anampses caeruleopunctatus</i>	Preocupación menor
<i>Oncorhynchus nerka</i> (ilegal)	Preocupación menor
<i>Okamejei boesemani</i>	Sin datos
<i>Okamejei schmidti</i>	Sin datos
<i>Platyrhina sinensis</i>	Vulnerable

Raja pulchra	Vulnerable
Sebastes nivosus	Sin datos
Squalus japonicus	Sin datos
Squatina japonica	Vulnerable
Squatina nebulosa	Vulnerable
Longirostris Stenella	Sin datos
Alepocephalus owstoni	Preocupación menor
Astronesthes nigroides	Preocupación menor
Bathyraja aleutica	Preocupación menor
Ebinania brephocephala	Sin datos
Eptatretus okinoseanus	Preocupación menor

Tabla 4. Especies piscícolas de la zona del parque eólico (Fuente: UICN).

En una primera estancia, se observa que en las aguas donde instalaremos el parque no habrá ningún tipo de especie piscícola que tenga una situación peligrosa. Una cosa a tener en cuenta son las especies que sirven para el consumo humano, de esta forma no se afectará en gran medida al gremio de los pescadores. Hay que prestar atención debido a la riqueza que aporta estos tipos de especies en la balanza comercial de la ciudad de Sendai. En la Figura 42 se observa la cría de las diferentes especies en Japón. En la zona de Tohoku la cría del lenguado común y el lenguado Barfin es muy típica.

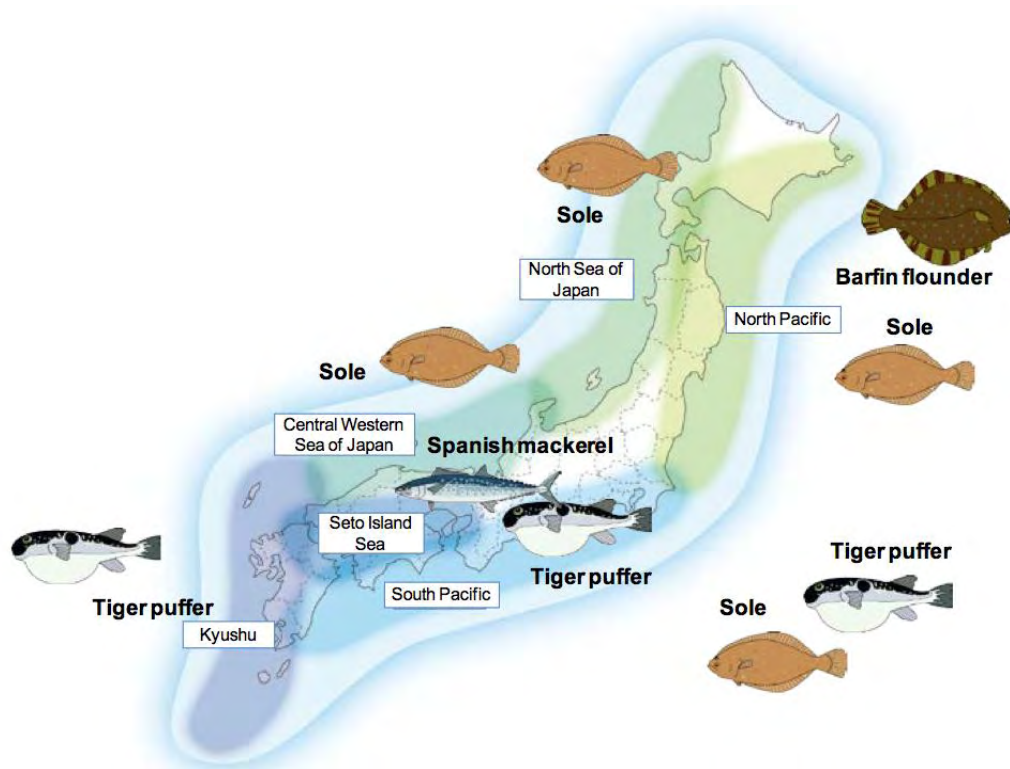


Figura 42. Crías de especies piscícolas en Japón (Fuente: Ministerio de Pesca).

Anfibios y reptiles

En la costa de Sendai existen varios tipos de tortugas marinas, que tienen una ruta migratoria. También suele depositar sus huevos en las costas del espacio protegido de Sanriku Kinkazan. Por lo tanto son una especie a tener en cuenta, ya que son especies amenazadas. Las especies de tortugas existentes por la zona son la tortuga laúd (*Dermochelys coriacea*), tortuga verde o blanca (*Chelonia mydas*), y la tortuga boba (*Caretta caretta*).

La tortuga boba en especial suele estar más en las costas, debido a la cría de huevos. A parte de ser una especie amenazada, se quiere reducir en este aspecto el impacto que resultará del parque eólico en sus rutas migratorias.



Figura 43. Tortuga Boba (Fuente: IUCN).

Mamíferos marinos

En Japón el consumo de mamíferos marinos es muy habitual. En especial el del delfín de pico largo (*Longirostris Stenella*) es una especie que se cría en camadas para el consumo humano en Japón. Por lo tanto, para el país nipón no se considera una especie de ningún tipo peligro. Tanto es así, que se deja un periodo de cría de los delfines.

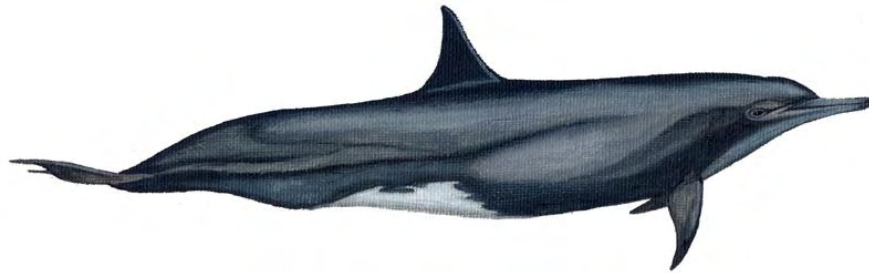


Figura 44. Delfín de Pico largo (Fuente: UICN).

Otro tipo de mamífero a tener en cuenta es la foca moteada (*Phoca vitulina*), que es un mamífero que también es migratorio. En muchos países, como Noruega o Estados Unidos es una especie protegida, pero en Japón no tiene ningún tipo de protección.

Aves

La especie avifauna es importante analizarla en un proyecto ya no solamente eólico, si no de tipo marino, debido a la presencia de numerosas especies de aves migratorias, dado a las condiciones que presenta las costas de Sendai se reúnen un gran número de especies diferentes.

Cuando se habla de los posibles perjuicios de un parque eólico en la avifauna , se queremos referir al efecto barrera que las aves sufren. Se tiene que tener en cuenta a la hora de proteger a la avifauna, que estación es la de migración para cada especie, dado que algunas de ellas tienen diferentes estaciones de migración. También tener en cuenta dónde migran, para saber si va a ser afectadas por el funcionamiento del parque. A continuación se detalla una lista de las especies predominantes en el emplazamiento del parque.

Nombre científico	Situación
Aethia cristatella	Preocupación menor
Aethia pygmaea	Preocupación menor
Calonectris leucomelas	Preocupación menor
Cephus carbo	Preocupación menor

Cerorhinca monocerata	Preocupación menor
Fratercula cirrhata	Preocupación menor
Fratercula corniculata	Preocupación menor
Oceanodroma monorhis	Casi amenazada
Oceanodroma tristrami	Casi amenazada
Phoebastria immutabilis	Casi amenazada
Pterodroma hypoleuca	Preocupación menor

Tabla 5. Variación de avifauna en las costas de Sendai. (Fuente: IUCN).

Hay que poner especial atención al paño de Swinhoe (*Oceanodroma monorhis*), al paño de Tristram (*Oceanodroma tristrami*) o al albatros de Laysan (*Phoebastria immutabilis*). Todo este tipo de aves son marinas y suelen volar 80 km de la costa en busca de alimento y luego volver a la costa, también por ser una especie casi amenazada.



Figura 45. Albatros de Laysan. (Fuente: IUCN).

5.3.4. Flora marina

Al igual que se ha evaluado que fauna se ve afectada por el proyecto, también es necesario evaluar que flora marina existe en el lugar del parque. Se ha descrito antes que es un sitio en el cual no tiene ningún tipo de riqueza natural, pero aún así, hay diferentes tipos de algas que puede haber en el emplazamiento y merecen también especial tratamiento como la fauna marina.

Nombre científico	Situación
Halophila nipponica	casi amenazada
Halophila ovalis	Preocupación menor

Zostera asiatica	casi amenazada
Zostera caulescens	casi amenazada

Tabla 6. Variación de plantas en el emplazamiento (Fuente: IUCN).

Muchas de estas plantas tienen un hábitat en zonas fangosas y con bastantes sedimentos. En nuestro área se debe tener cuidado con la *Halophila Nipponica*, *Zostera asiatica* y *caulescens*, debido a su nivel de situación de casi amenazada y son plantas autoctonas en especial de esta zona de las costa de Japón.



Figura 46. *Halophila nipponica* (Fuente: IUCN).

5.3.5. Paisajes

Dado que va a haber una alteración en el horizonte de la zona costera. El emplazamiento del parque eólico va a estar a unos 16 km de la costa. Esa distancia es considerable, ya que no se apreciaría apenas el parque eólico. También el nivel de brumas existentes en las zonas destaca que esté más al favor del parque, porque apenas se apreciaría.

De todas formas, en la siguiente Figura 47 se aprecia que a 15 km de la costa es despreciable el impacto visual del parque.



Figura 47. Vistas del parque eólico a 15 km (Fuente: Propia).

5.3.6. Medio Socio-económico

Japón es uno de los países que tiene una tasa de desempleo muy baja, del 3,5 % registrado en Abril de 2014. En este caso, Sendai es el centro de la economía de la región de Tohoku, y es la base de la logística de la región y el transporte. La economía de la ciudad depende en gran medida de los servicios, lo que proporciona aproximadamente dos tercios del empleo y cerca de la mitad de los establecimientos.

Sendai es frecuentemente llamada una economía de sucursales, dado que muy pocas empresas tienen su sede en la ciudad. Diversas autoridades están cooperando para solucionar este problema, sobre todo mediante el fomento de empresas de alta tecnología de la Universidad de Tohoku, que es bien conocida por sus departamentos de ciencia e ingeniería. Con ello, se quiere destacar que se colaboraría con estos departamentos y con la economía local. Ya que Sendai tiene una tasa de desempleo del 3,3 %, que es por debajo de la que tiene el ratio nacional.

5.4. Acciones

En el intento de respetar el medio ambiente a la hora de realizar las acciones pertinentes en el diseño del parque se tiene que describir las acciones que se tomarán en las fases del parque. Con ello se tiene que determinar desde un principio las afecciones al medio, acciones habituales en operaciones de construcción de un parque eólico.

Por ello, se describirá a continuación las acciones que en las fases del proyecto afectarán al medio en que se mueve el proyecto y el que se ha descrito anteriormente. Los impactos pueden ser tanto negativos como positivos. Hay que tener en cuenta todos y cada uno de ellos a la hora de evaluarlos.

Como en todo tipo de proyecto de este calibre, se identifican las siguientes fases del proyecto: Construcción, operación y desmantelamiento.

5.4.1. Fase de Construcción

En esta fase también se debe incluir los estudios anteriores al instalar el parque, Se incluye además las siguientes tareas:

- Realización de estudios previos:
 - o Medida de Vientos.
 - o Estudios geológicos y geotécnicos.
 - o Olas, corrientes, mareas, etc.
- Movimiento de tierras:
 - o Nivelados.
 - o Excavaciones.
 - o Dragados.
- Instalación de cimentaciones.
- Cableado.
- Transporte Marítimo y montaje.

Todo este tipo de actividades tendrán un determinado impacto, que serán los que se describe a continuación:

- Durante los estudios geológicos y geotécnicos la aparición de sólidos suspendidos y turbidez.
- Alteración del fondo marino como consecuencia de los dragados.
- Ruidos y vibraciones procedente de las actividades de construcción y los estudios preliminares.
- Ocupación de terrenos.
- Vertidos accidentales.
- Pérdida de hábitat.
- Voladuras.

5.4.2. Fase de Operación y mantenimiento

Estas actividades son las típicas de un parque eólico y las correspondientes a los trabajos de operación y mantenimiento de éste. Por ello, se tienen que considerar los siguientes impactos en el medio:

- Disminución de las actividades pesqueras.
- Pérdida de hábitats.
- Campos electromagnéticos que proceden de los cables.
- Vertidos accidentales.
- Ruidos y vibraciones.
- Uso de personal local.
- Reducción de GEIs.
- Inclusión de componentes extraños.

5.4.3. Fase de Desmantelamiento

Esta fase se tiene dos opciones a elegir. La primera es si la vida útil de las turbinas eólicas llega a su fin se reemplacen por otras, con lo que los impactos serían los mismo que en la fase de construcción que se ha detallado en ese punto.

La otra opción sería el desmantelamiento, y con ello, una restauración total del terreno utilizado por el parque eólico tras el abandono del emplazamiento.

5.5. Evaluación de impactos

Para la evaluación de impacto del proyecto se utilizará la matriz de Leopold para relacionar las acciones con el efecto sobre las variables descritas anteriormente en nuestro inventario ambiental.

Se evaluará de la siguiente forma:

- En la parte superior izquierda se indica la magnitud del impacto, es decir, el grado de extensión o escala del impacto procedido del signo + o - según sea un impacto negativo o positivo. La magnitud se puntúa del 1 al 10. El cero no es válido.
- En la parte inferior derecha se hará constar la importancia, es decir, el grado de intensidad o grado de incidencia de la acción impactante sobre el factor la importancia se puntúa del 1 al 10. El cero no es válido.

	Estudios	Preparación de terreno	Tráfico	Residuos	Presencia	Funcionamiento	Mantenimiento	Importancia
Suelo	-6 / 5	-8 / 9	-2 / 1	-6 / 6	-5 / 6	-1 / 1	-1 / 1	29
Agua	-5 / 3	-6 / 7	-8 / 8	-5 / 6	-1 / 2	-1 / 6	-4 / 6	38
Fauna	-4 / 7	-5 / 7	-6 / 10	-4 / 6	-5 / 5	-4 / 7	-3 / 6	48
Flora	-6 / 7	-8 / 6	-4 / 7	-7 / 6	-5 / 5	-2 / 6	-2 / 6	43
Paisaje	-1 / 1	-1 / 1	-5 / 6	-2 / 6	-5 / 7	-1 / 1	-1 / 1	23
Socio-económico	5 / 1	7 / 4	7 / 3	3 / 5	6 / 3	9 / 1	9 / 4	21
Magnitud	-17	-21	-18	-21	-15	0	-2	

Tabla 7. Matriz de Leopold

Se destaca como impacto negativo los perjuicios que se le hará a la fauna y flora marina. Pero hay que tener en cuenta que este impacto será de relevancia en la fase de construcción. De todas formas, para reducir el impacto de este proyecto que va a tener con la flora y la fauna marina, se definirán más adelante las medidas protectoras y compensatorias correspondientes, para que no afecte de una forma muy negativa en el proyecto.

Por otra parte, cabe destacar que el proyecto va a transmitir una buena fama en Japón de que Sendai es una de las ciudades que más apuestan por las energías renovables. También de una forma económica desarrollará una nueva industria que no se da en Japón y que será el de las energías renovables.

Los impactos se definen a continuación en los siguientes puntos.

5.5.1. Ruido y Vibraciones

Los ruidos ocasionados por el hombre puede causar dependiendo del nivel que se tenga una indiferencia total o la muerte de éstos. Esto también puede provocar cambios en las especies y llegar a que exista algún tipo de apabullamiento.

Por eso, se tiene que actuar en determinadas frecuencias para que las especies marinas no puedan verse afectadas por las actividades que conlleven ruidos excesivos.

5.5.2. Tráfico

En la fase de construcción habrá un gran incremento en el tráfico marítimo del emplazamiento, sobre todo de tráfico pesado, ya que este tipo de construcciones necesita de enormes embarcaciones para desempeñar sus respectivas tareas. En el caso de los mamíferos marinos o de las tortugas puede provocar colisiones, llegando a ser mortales. También la comunidad piscícola se vería desplazado por el tránsito que existiría de las embarcaciones.

5.5.3. Alteraciones en el fondo marino

Este tipo de impacto se verá afectado al fondo marino en los estudios geológicos y geotécnicos correspondientes. También a la hora de colocar en este caso los monopilote. Pero mirándolo de otra forma, cuando el parque este construido, formará unas escolleras de protección, que generará un hábitat nuevo en el que las especies piscícolas busquen refugios y acoja a un gran número de especies.

5.5.4. Vertidos

Por el tránsito de las grandes embarcaciones que habrá en el emplazamiento, puede darse que haya vertidos accidentales de los combustibles y aceites utilizados en ellos. De tal forma, que esto contribuye a que haya una turbidez en el agua alta comparada en su estado normal, lo que es muy perjudicial en el ecosistema en el que se moverá el proyecto. Por tanto, se tendrá que controlar este tipo de impacto, a modo de protección del correspondiente ecosistema.

5.5.5. Impacto visual, presencia y localización

En el caso del paisaje, al estar a 16 km de la costa no es demasiado apreciable el impacto visual de los aerogeneradores. De todas formas, no está muy claro si es negativo o positivo, ya que hay gente que encuentra de una forma más atractiva los parques eólicos. Dándose así, empresas en el que su labor formaría las visitas a estos parques eólicos en forma de turismo.

Desde el punto de vista de la fauna, en concreto de las aves, les puede suponer un efecto barrera, llegando estás a recibir colisiones del aerogenerador. En el caso de la fauna marina, el fondo marino estaría provisto de balizas luminarias, esto podría atraer a los depredadores. Pero es otra forma de que sea un nuevo punto de biodiversidad en la zona del parque eólico.

5.5.6. Impacto socioeconómico

El hecho de que este tipo de proyectos atraiga una nueva industria en lo que es la ciudad de Sendai, se ve de forma positiva, aunque Sendai tenga una tasa de desempleo muy baja. Crearía un nuevo tejido industrial basado en la energía eólica; y con ello, muchas empresas que se nutriesen de este sector.

Además la fama de ciudad sostenible sería uno de los puntos fuertes, atrayendo una nueva forma de generar electricidad en el país nipón, y desarrollando un nuevo cambio en el país, tras su dependencia total de la energía nuclear.

5.6. MEDIDAS PREVENTIVAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS.

Como se ha expuesto antes habrá una serie de daños en el medio ambiente que se tendrá que tener en cuenta, para ello en este punto se desarrollará una serie de medidas a cumplir. De esta forma, se podrá reducir el impacto del parque eólico.

Medidas Preventivas:

- Asegurar la existencia de buenas comunicaciones, así como un puerto cercano para facilitar el trabajo.
- Se utilizará pinturas color mate para las turbinas, evitando así los reflejos y posibilitando el enmascaramiento a distancias medias y largas.
- La separación entre turbinas va a ser la mínima aceptable para así ocupar el menor espacio posible, para facilitar el paso de las aves y navegación de recreo.
- Se enterrarán los cables submarinos para reducir el riesgo de daños ocasionados por equipos de pesca, anclas, etc.

Medidas Correctoras:

- Integración social de las instalaciones, diseñando y señalizando paneles informativos sobre los beneficios sociales y ambientales que reporta su instalación.
- Delimitación de una zona circular inutilizada suficientemente amplia para proteger del ruido.
- Situación del parque eólico a una distancia superior a 10 Km para evitar el impacto visual desde la costa.
- Evitar el uso de pintura de plomo en las turbinas.
- Organización de excursiones y visitas escolares para evitar el rechazo social a este tipo de instalaciones.

Medidas compensatorias:

- Se estudiará la posibilidad de crear arrecifes artificiales para recuperar las especies del caladero local, aumentando de esta manera la pesca en el litoral nipón.
- Creación de un centro para la protección, conservación y educación de la tortuga Boba, tortuga verde y tortuga laúd en Sendai.

6. LEGISLACIÓN

En este apartado, se pretende describir cuáles son los pasos necesarios a seguir para obtener los permisos y la aprobación, para la instalación y puesta en marcha del parque eólico offshore que se proyecta.

Como este proyecto incluye partes offshore y onshore, es necesario analizar los parámetros locales y nacionales, pero primero se debe establecer cuáles son las partes a tomar en cuenta. En tierra, se tiene la línea de transmisión existente, la subestación y el cable de exportación. En el mar, se disponen las turbinas, así como también sus cimentaciones, los cables que van de aerogenerador a aerogenerador y la subestación offshore. Esto se ve en más detalle en la figura siguiente:

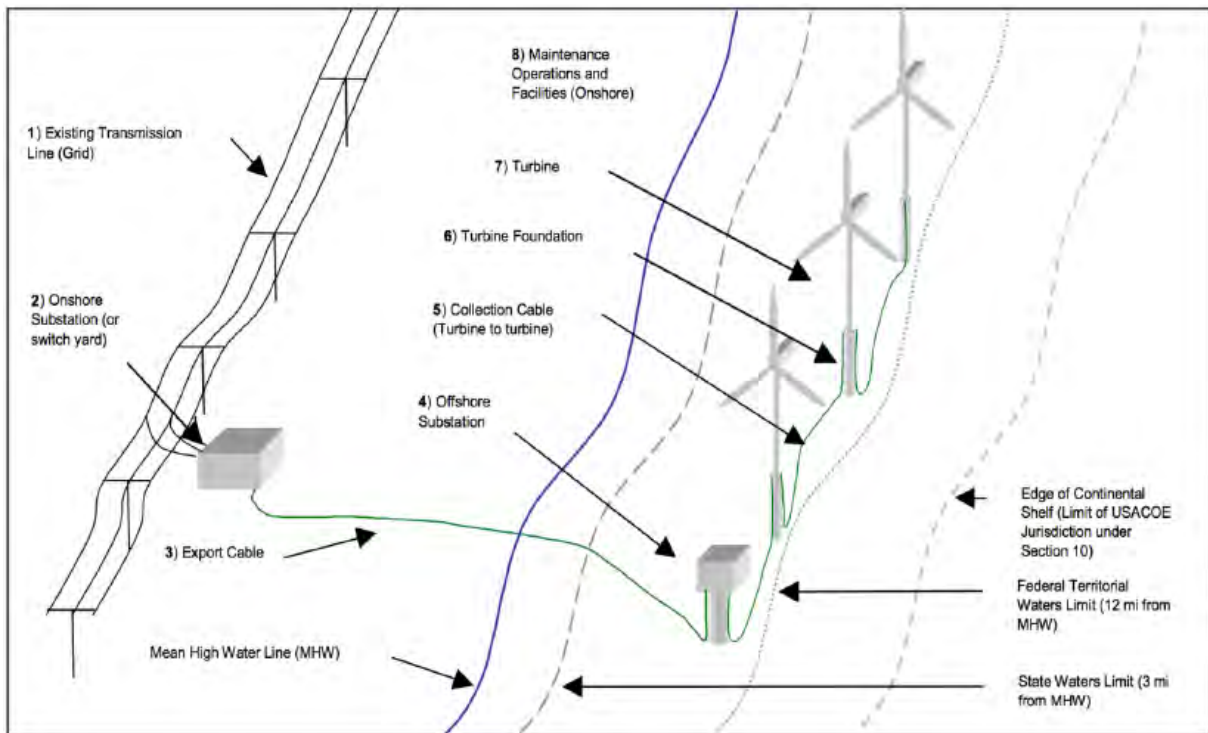


Figura 48. Componentes principales de un parque eólico offshore. Fuente: 4COffshore

6.1. Regulación aplicable

Como todo proyecto, la construcción de un parque eólico offshore deberá cumplir una serie de requerimientos legislativos que determinarán la factibilidad del proyecto.

Japón, como país, no resulta un país muy complejo, burocráticamente hablando. Su mayor complejidad, a la hora de realizar negocios, reside en la necesidad de tener un partner local para el desarrollo de proyectos de carácter internacional, como es la construcción del parque eólico offshore que se proyecta, en este caso. Por otro lado, se tiene la dificultad adicional del idioma, puesto que si ya de por sí es complejo un idioma como el japonés, el hecho de que en Japón el uso del habla inglesa no se encuentre muy extendido, dificulta aún más todas las gestiones a realizar y la comunicación con los entes administrativos y legales. Además, el japonés es un idioma que resulta realmente difícil de traducir, puesto que al tener un alfabeto totalmente distinto, las traducciones pueden ser interpretables y, a veces, se puede incurrir en errores si no se tiene un perfecto dominio del idioma.

6.1.1. Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)

El gobierno japonés, a través del Ministerio de economía, comercio e industria (METI), tiene la autoridad de dar permisos a proyectos que incluyan construcción, excavación o vertido de materiales en, sobre o debajo de aguas navegables. También tiene potestad de autorizar cualquier trabajo que pudiera afectar el curso, ubicación, condición o capacidad de esta agua, hasta el límite de la placa continental. Las turbinas, la subestación offshore, cualquier otra infraestructura asociada al parque y las facilidades de mantenimiento o construcción serán reguladas por este organismo.

A continuación, se adjunta una tabla donde se indican las principales legislaciones nacionales que afectan a la construcción de un parque eólico offshore en el país.

Categoría	Ley principal
Terrenos	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S49/S49HO092.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S43/S43HO100.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S44/S44HO058.html

Agua	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S27/S27HO229.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S26/S26HO249.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S39/S39HO167.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S27/S27HO180.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S25/S25HO214.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S26/S26HO219.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S27/S27HO231.html
Medio ambiente	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S32/S32HO161.html
	http://www.env.go.jp/water/dojo/law/kaisei2009.html
Normativa contra incendios	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S23/S23HO186.html
	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S25/S25HO201.html
Eléctrica	http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S39/S39HO170.html

Tabla 8. Legislación relacionada con la construcción de instalaciones eólicas offshore. Fuente: METI

6.1.2. Guardia costera

La Guardia Costera de Japón, anteriormente llamada Agencia de Seguridad Marítima, es administrada por el Ministerio de Tierras, Infraestructura, Transporte y Turismo de Japón y posee la jurisdicción para determinar el uso apropiado de las aguas niponas al establecer cualquier tipo de estructura sobre o en ellas. El promotor del parque debe aplicar para la autorización de la Guardia Costera Japonesa antes de realizar cualquier trabajo.

6.1.3. Federation of Electric Power Companies (FEPC)

En Japón, la FEPC es la federación que aglutina a las distintas utilities nacionales y vela por que haya un comercio justo, y regula que se cumplan unos mínimos de seguridad y fiabilidad en el suministro. En el país, existen un total de diez utilities diferentes, y cada una se encarga de operar, gestionar y distribuir la energía eléctrica en una región nipona concreta. En la imagen siguiente, se puede comprobar cómo se encuentra distribuido el país, según qué utility es la asignada a gestionar la demanda eléctrica.

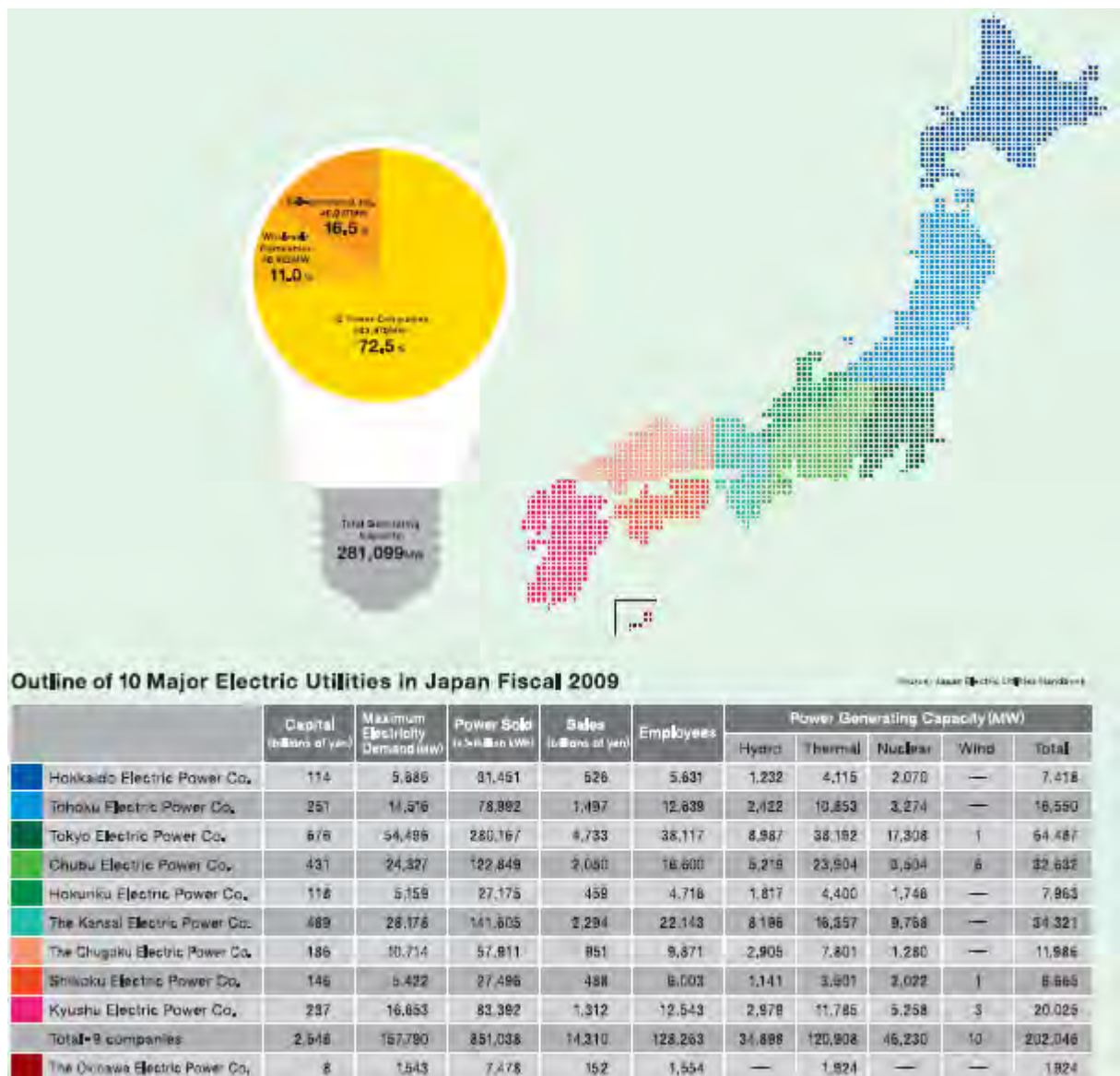


Figura 49. Mapa de distribución según regiones de las utilities niponas. Fuente: FEPC

Como se puede observar, las zonas están claramente diferenciadas y cada utility es la responsable de ella. Esta forma de operar responde a lo comúnmente conocido como monopolio energético local.

Para el emplazamiento donde se proyecta el parque eólico offshore objeto, la compañía encargada de gestionar su operación es Tohoku Electric Power Company, ya que el parque se encuentra en la prefectura de Miyagi, cercano a la ciudad de Sendai. Por tanto, la interconexión del parque debe ser coordinada a través de esta entidad.

6.2. Tramitación del proyecto

A continuación, se adjunta un esquema que incluye los pasos a seguir para la tramitación.

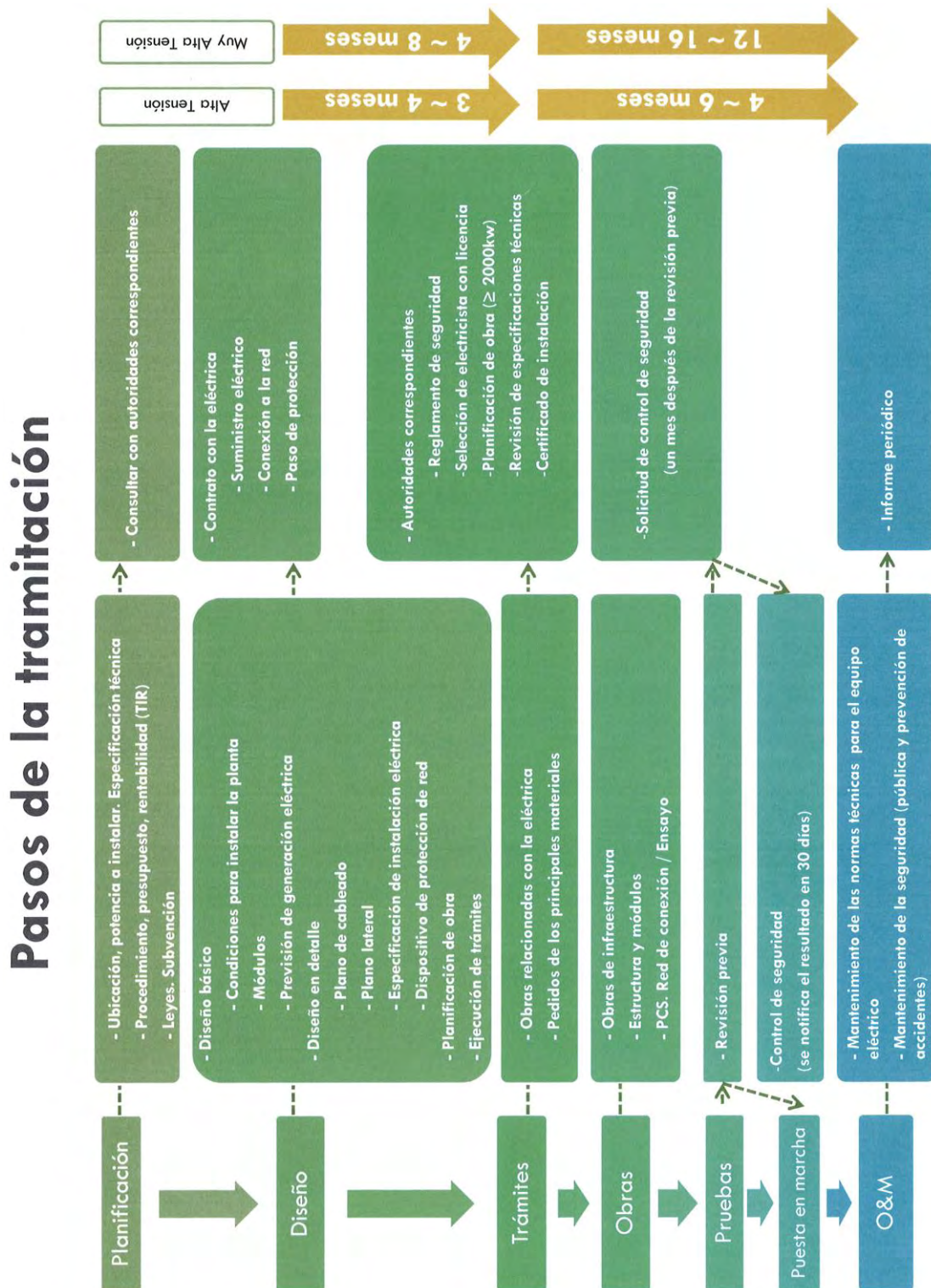


Figura 50. Pasos para la tramitación de un parque eólico offshore en Japón. Fuente: Gestamp

El requisito legal que requiere una mayor previsión, en cuanto a tiempo, es la obtención del permiso medioambiental, a través del estudio de impacto ambiental. Este documento suele demorarse en el tiempo, alcanzando normalmente los tres años de espera hasta su admisión, razón fundamental por la que debe ser el primer documento a desarrollar; aunque, bien es cierto que puesto que Japón es un país con urgencias de autoabastecimiento energético enorme, la demora de la obtención de este permiso, normalmente, no es por causas de impacto medioambiental sino más bien por razones de carácter burocrático.

Además del permiso medioambiental mencionado, es necesaria la aprobación, por parte del METI, del parque eólico que se pretende proyectar. Para ello, se deben presentar un total de tres solicitudes, escalonadas en el tiempo, y que suelen llevar en torno a dos años desde su inicio. En estas solicitudes, se exponen tanto las características técnicas detalladas del parque como las características constructivas, a modo de infraestructuras necesarias, que requiere el desarrollo y ejecución del proyecto.

El esquema siguiente pretende reunir todos los procedimientos, solicitudes y actuaciones que hay que acometer a la hora de desarrollar un parque eólico offshore en Japón. En él, se indican, además de tiempos estimados, las diferentes fases y estudios desde el inicio del proyecto hasta su operación y mantenimiento.

Procedimiento de proyecto

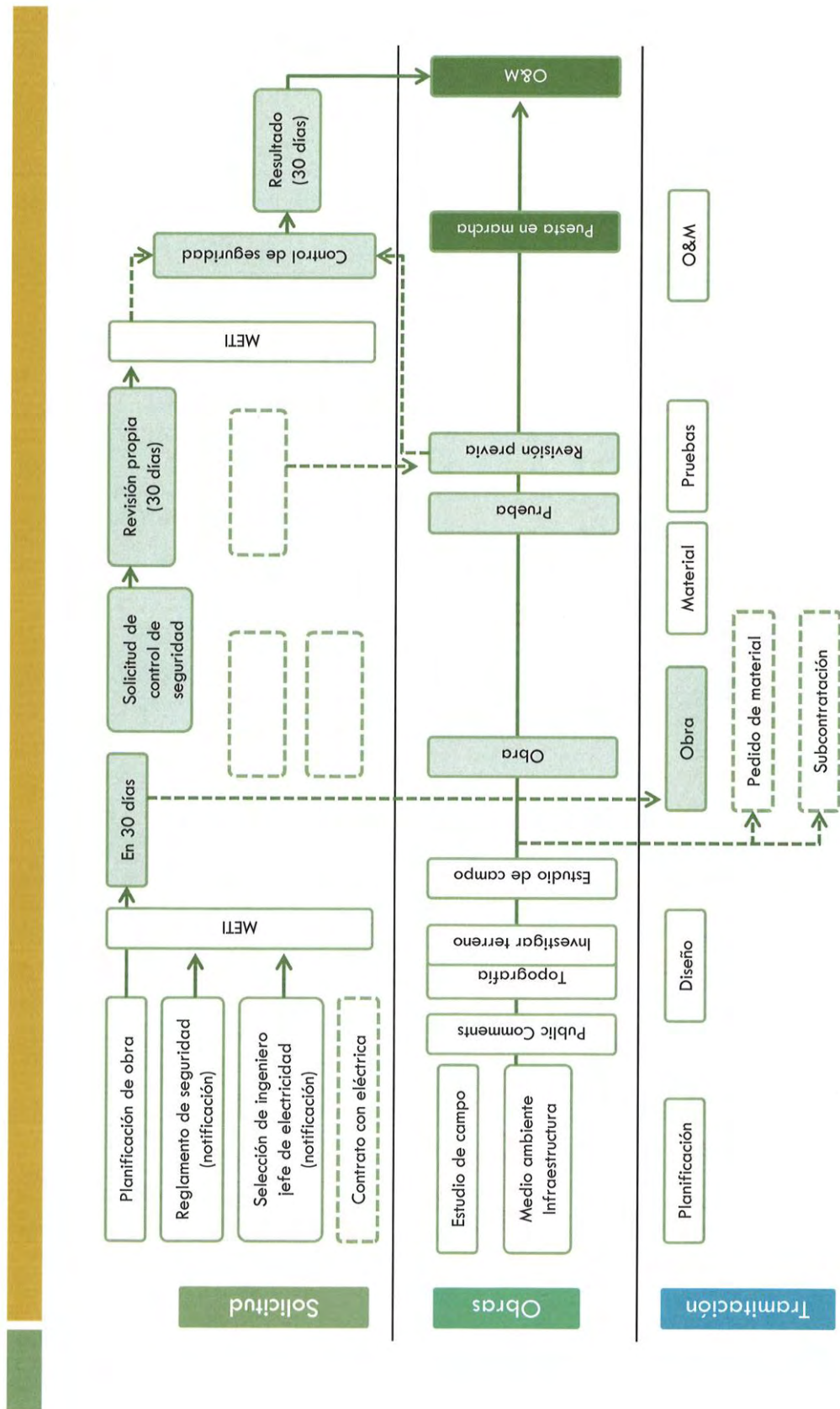


Figura 51. Procedimientos para la ejecución y operación de un parque eólico offshore. Fuente: Gestamp

6.3. Sistema de retribución

El sistema de retribución empleado para las energías renovables en el país japonés permite dos alternativas: feed-in tariff (FIT) o power purchase agreement (PPA).

6.3.1. Feed-In Tariff (FIT)

El primero de los sistemas de retribución es el Feed-In Tariff (FIT). Suele ser el más adoptado si el país, en cuestión, dispone de este sistema retributivo, y consiste en establecer un “pacto” con el gobierno, de forma que toda la energía que produzca el parque eólico será vendida a un precio fijado. Este precio va fijado según la normativa vigente en el momento determinado en que se cierra el contrato de compra-venta, y la duración de dicho contrato de venta energética se extiende en el tiempo durante un período que también es determinado según la normativa actual. Normalmente, este período de tiempo suele ser de 20 años para parques eólicos.

A continuación, se incluye un esquema que ejemplifica de forma más clara el funcionamiento de este sistema de retribución por venta de energía eléctrica.

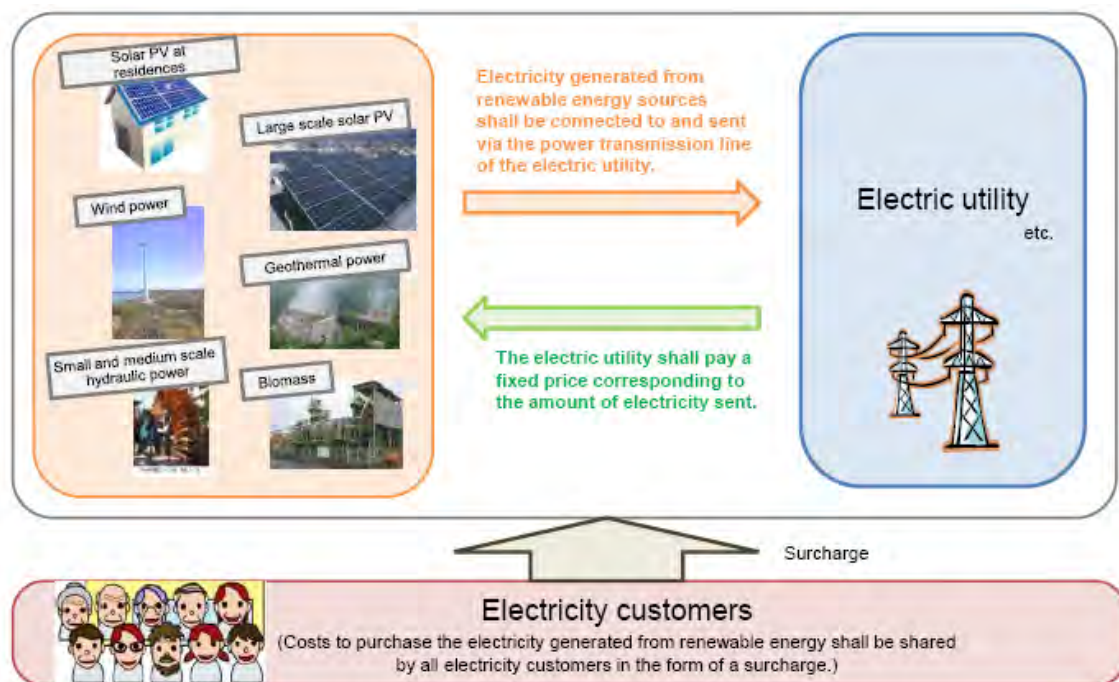


Figura 52. Esquema de funcionamiento del sistema de retribución Feed-In Tariff

6.3.2. Power Purchase Agreement (PPA)

El segundo sistema de retribución posible en Japón es el Power Purchase Agreement (PPA) y consiste en establecer un pacto a un precio fijo, durante una cantidad de años determinada en el contrato, normalmente oscila de 5 a 20 años, de venta de energía con una entidad, privada o pública, que requiera la energía eléctrica que el parque eólico produce. Viene a ser algo similar al Feed-In Tariff, pero cambiando el organismo que va a aportar la retribución y la cantidad que se percibe, que es negociada entre ambas partes.

6.3.3. Sistema de retribución adoptado: Feed-In Tariff

El sistema de retribución al que se suscribirá el parque eólico offshore que se proyecta será el sistema Feed-In Tariff, ya que, actualmente para el FIT, el precio de venta de la energía eléctrica generada con parques eólicos offshore es una cifra lo suficientemente alta como para permitir el desarrollo del proyecto. A continuación, se adjuntan las distintas tarifaciones aprobadas por el gobierno. El precio de venta viene indicado en yenes/kWh.

tariffs from APR2014 to MAR2015, JPY excluding tax



RE	TYPE	FY2013	FY2014 proposal	TERM years	RE	TYPE	FY2013	FY2014 proposal	TERM years
PV	less than 10kW	38	37	10	geothermal	more than 15MW	26	26	15
	more than 10kW	36	32	20		less than 15MW	40	40	15
on shore wind	less than 20kW	56	56	20	biogas	methane fermentation gas fired plant	39	39	20
	more than 20kW	22	22	20		biomass	unused plant origin biomass (forest thinning, palm husk, etc.)	32	32
off shore wind	needs access by boats or ships	-	36	20	whole timber		24	24	20
medium and small hydro	utilizing existing headrace less than 200kW	-	25	20	municipal waste, RDF, RPF, black liquor, sewage sludge, etc.		17	17	20
	utilizing existing headrace more than 200kW - less than 1MW	-	21	20	construction waste		13	13	20
	utilizing existing headrace more than 1MW - less than 30MW	-	14	20					
	more than 1 MW - less than 30 MW	24	24	20					
	more than 0.2 MW - less than 1 MW	29	29	20					
	less than 0.2 MW	34	34	20					

source: Ministry of Energy, Economy and Industry Japan/Agency of Natural Resource and Energy, APR 2014

Figura 53. FIT para las distintas tecnologías renovables en el año 2014. Fuente: METI

Las ventajas que aporta el sistema Feed-In Tariff, en el caso de Japón, son la fiabilidad de un país que se encuentra en una situación social y económica que apuesta por la expansión de las energías renovables en su territorio; por tanto, la seguridad que aporta, desde el punto de vista financiero, es considerable.

Además, el precio al que se pagará la energía eléctrica generada mediante tecnología renovable eólica offshore es de 36 yenes/kWh, que al cambio de divisa vienen a ser uno 26 céntimos de euro. Esta tarifa, que se encuentra vigente en estos momentos, resulta muy atractiva y permitirá que la financiación de estos proyectos sean asumibles para las distintas entidades bancarias, lo cual es absolutamente crucial para el desarrollo de esta tecnología en el país.

6.1.4. Tramitación del contrato Feed-In Tariff

Para obtener el contrato de venta de energía eléctrica del parque eólico, se deben realizar una serie de trámites que se indican a continuación, y que son absolutamente imprescindibles.

Procedimiento:

- Planificación (terreno, aerogeneradores, etc.)
- Certificados de instalaciones de METI
- Contrato del punto de conexión emitido por la eléctrica (reserva de potencia)
- Recepción formal de la solicitud del contrato de venta (FIT) por la eléctrica
- Firma del contrato especial de venta FIT (condiciones requeridas por la eléctrica)
- Puesta en marcha (pedidos de instalaciones, adquisición de terreno, comienzo de la obra)
- Llave en mano
- Conexión a la red

Cabe destacar que la tarifa que se aplicará será la vigente en el momento que se produzca la consecución de los pasos 2 y 4; es decir, la obtención de los certificados de instalaciones del METI y la recepción formal de la solicitud del contrato de venta FIT. Si hay algún cambio en las instalaciones, hay que volver a solicitar el certificado de instalación del METI, y se aplicará la nueva tarifa vigente.

7. DISEÑO DEL PARQUE

7.1. Análisis del recurso eólico

En la eólica onshore se emplea una campaña de medidas de un año y se extrapola y compara con diferentes bases de datos para conseguir con la mayor precisión posible cuales son las características de dirección y velocidad del viento a diferentes alturas.

En la eólica offshore, se tiene que estar muy seguro de la elección del site, porque colocar una torre de medición ya de por sí tiene un coste muy superior a si se hiciera en tierra. Por suerte, gracias a la I+D se están desarrollando nuevos y novedosos sistemas de registro de datos en ambiente marino para medir y registrar las variaciones de viento. Uno de estos sistemas es la utilización de boyas llamadas SEAWATCH o sistema Lidar.

Este sistema innovativo de medición no solo mide la velocidad y dirección del viento a diferentes alturas, sino que es capaz de registrar parámetros oceanográficos como las olas del mar y los perfiles actuales.

Entre las características de las boyas Lidar podemos encontrar:

- Recopila datos de evaluación de los recursos eólicos y/o de los criterios de diseño de la ingeniería.
- Boya de mediciones del perfil de viento en el mástil de 2.5, 4 y 5 metros.
- Mediciones configurables Lidar eólicos perfil en 10 niveles, desde 12.5 m hasta 300 m.
- Mediciones de olas oceánicas y marinas configurables según perfiles actuales.
- Procesamiento completo de todo el registro de datos medido.
- Enlace de comunicación bidireccional para la transferencia de datos y control.
- Transferencia y representación de datos en tiempo real.
- Configuración flexible de los sensores y recopilación de datos.
- Casco modular para facilitar el transporte y el ensamblaje.
- Manipulación y utilización segura y fácil.
- Robusto y fiable ante las condiciones meteorológicas y las temperaturas extremas.

- Posición de seguimiento para una mayor seguridad.
- La plataforma de boya Wavescan tiene un historial de éxito en todo el mundo desde 1985.



Figura 54. Boyas Lidar.

En nuestro caso, gracias al NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) conseguimos datos de viento de la costa este japonesa y fueron comparados con los datos registrados por boyas localizadas en el pacífico por la Agencia de Meteorología Norte-Americana.

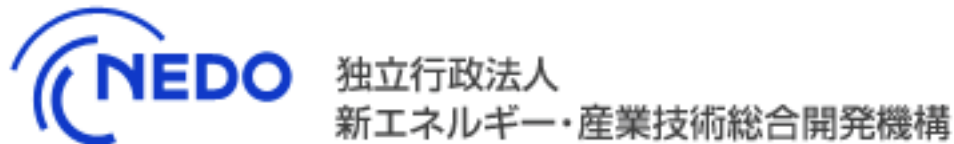


Figura 55. NEDO

Los efectos estacionales también influyen sobre el viento en el área de alta mar. Las velocidades del viento tienen a ser más altas desde octubre hasta abril, debido a los grandes gradientes atmosféricos de temperatura y presión. Estas condiciones son impulsadas por un aumento de la actividad de ciclones tropicales durante este periodo.

Aunque las tormentas tropicales son generalmente más extremas durante el invierno, pueden ocurrir en cualquier momento del año. Durante los meses más calidos, los ciclones tropicales pueden afectar a la zona de alta mar, que puede causar algunas de las condiciones climáticas más extremas que afectan a la región.

Los vientos de las estaciones meteorológicas no son prácticamente representativos ya que los vientos que realmente nos interesan son los que se obtienen a una altura propia de un aerogenerador offshore.

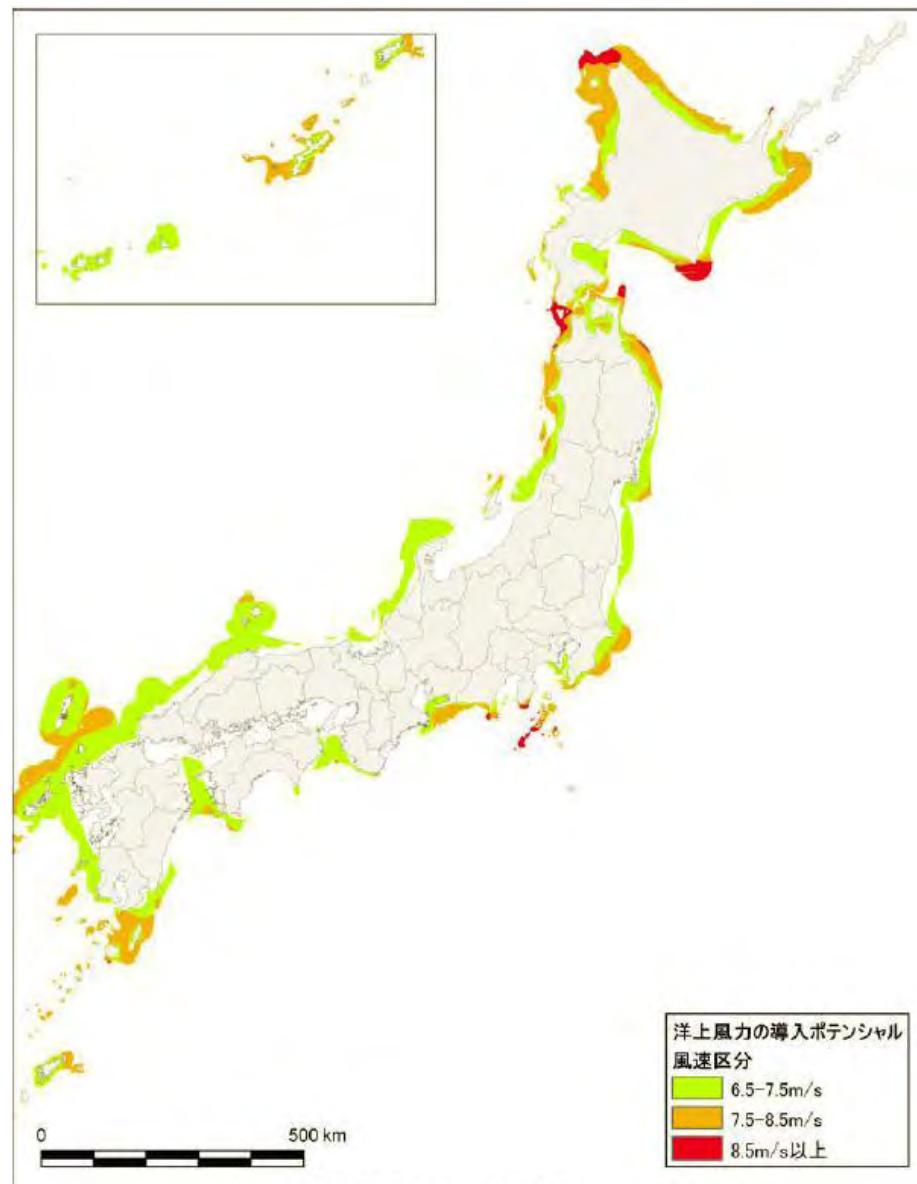


図 4-15 洋上風力の導入ポテンシャル分布図

Figura 56. Potencial eólico offshore y onshore en Japón.

Como se ve en la imagen anterior, existen determinadas zonas donde tenemos velocidades de viento superiores a los 8,5 m/s. El objetivo principal será pues, el de encontrar una solución de compromiso entre recurso eólico y costes de transporte y montaje para conseguir la mejor opción de parque. Además se observa que el potencial onshore no es muy elevado, destacando el potencial offshore que se encuentra en la zona sur-oeste de la isla la costa este central y la zona norte.

Una vez obtenidos y preparados los datos de viento de nuestro emplazamiento, se acude al software de cálculo WAsP para obtener de una forma más precisa la rosa de los vientos y la distribución de weibull a la altura que nos interesa.

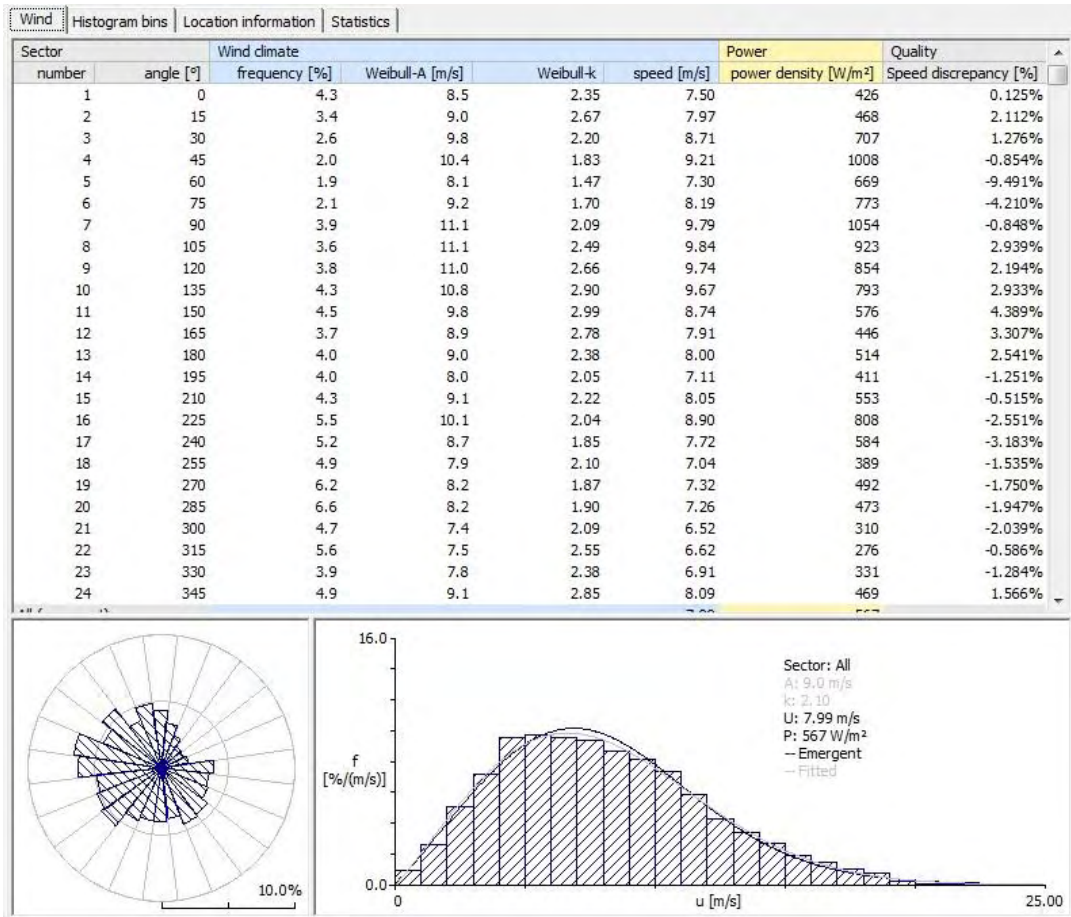


Figura 57. Rosa de los Vientos y Distribución de Weibull

Con todo esto obtenemos unos resultados de k , A y velocidad de viento media que se estudian a la hora de elegir un aerogenerador u otro. La elección dependerá pues de encontrar la solución en la que minimicemos los las pérdidas por efecto estela (dependiendo de la configuración elegida) y por el modelo de aerogenerador (dependiendo de la potencia nominal de la máquina).

7.2. Configuración del parque

Una vez que conocemos el recurso eólico en nuestro emplazamiento, el siguiente paso es diseñar una configuración del parque adecuada que minimice las pérdidas por efecto estela y con el que consigamos maximizar la producción anual, siempre atendiendo a criterios que económicamente/eléctricamente resulten más favorables para el montaje e instalación del parque en su conjunto.

El precio/coste del terreno dependerá directamente de las administraciones pero en la mayoría de los casos puede considerarse como irrisorio o incluso gratuito, por ello una buena configuración atenderá más bien a criterios de eficiencia eléctrica y caídas de tensión en el circuito como se verá más adelante.

7.2.1. Configuración 1: 60

En la primera configuración se opta por una disposición cuadrada de los aerogeneradores. Se disponen con una separación de 10 veces el diámetro del aerogenerador y en posición favorable a la dirección más predominante del viento. La subestación eléctrica se encontraría situada en la zona entre el parque y la costa (marcada por una X en la figura).

Para esta configuración, obtenemos:

Un grupo de 60 turbinas SIEMENS 4MW	Potencia Total 240 MW
Pérdidas por efecto estela	9,37 %
Producción Neta Anual	959,347 GWh
Horas Equivalentes	3997,27 hr

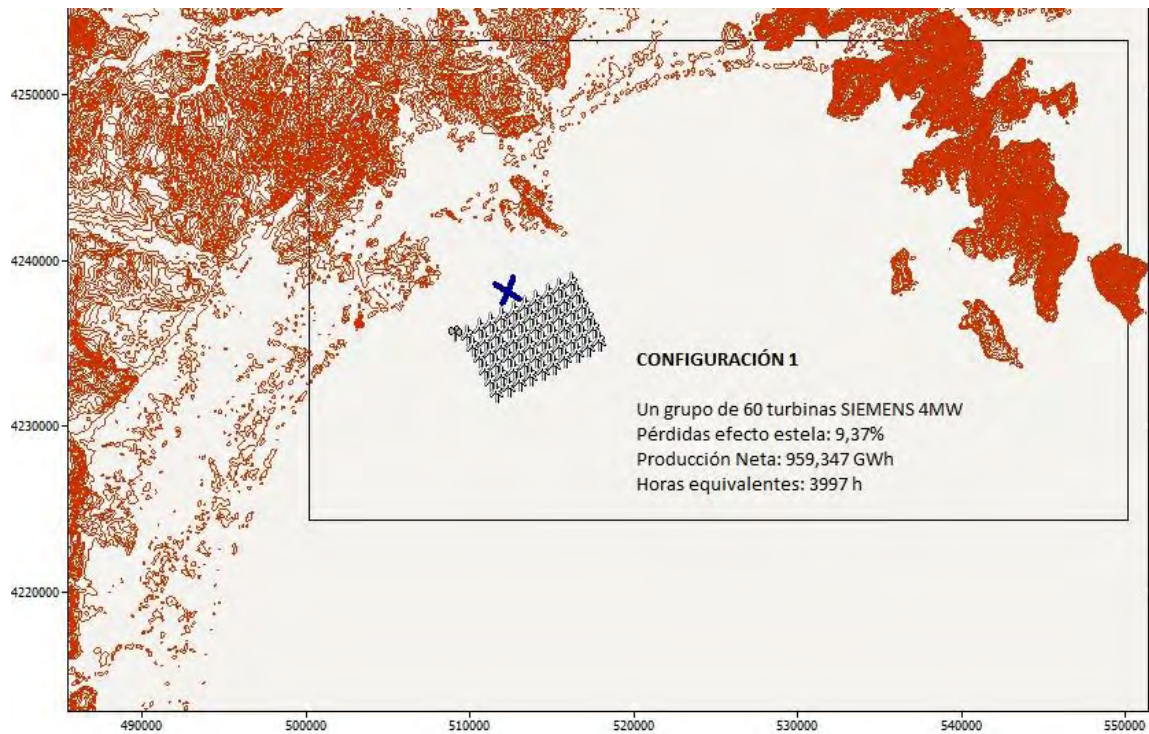


Figura 58. Configuración del Parque 1.

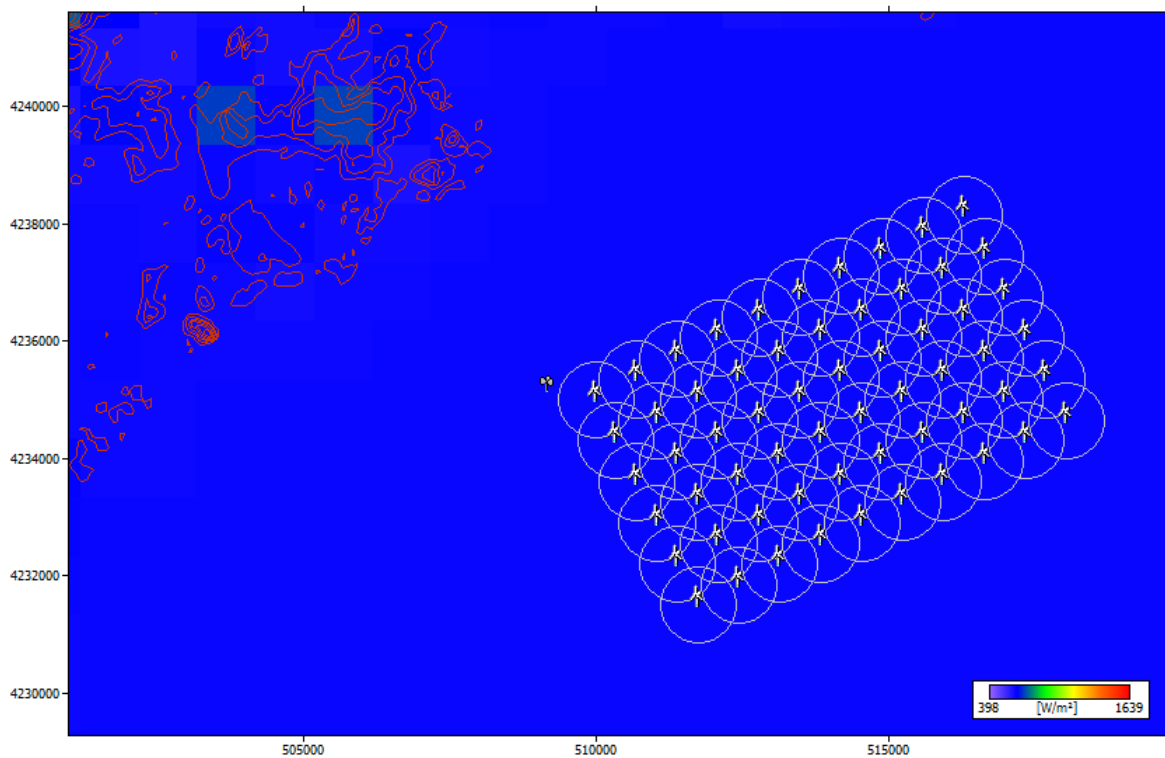


Figura 59. Separación aerogeneradores configuración 1

7.2.2. Configuración 2: 30-30

Para esta configuración se decide dividir el conjunto en dos subgrupos de 30 turbinas. De igual manera que en la configuración 1, se toma una distancia de separación entre turbinas de 10 veces el diámetro del rotor del aerogenerador. Los dos subgrupos se separan de manera paralela a la costa una distancia suficiente para poder instalar cables y subestación y minimizar las pérdidas por efecto estela.

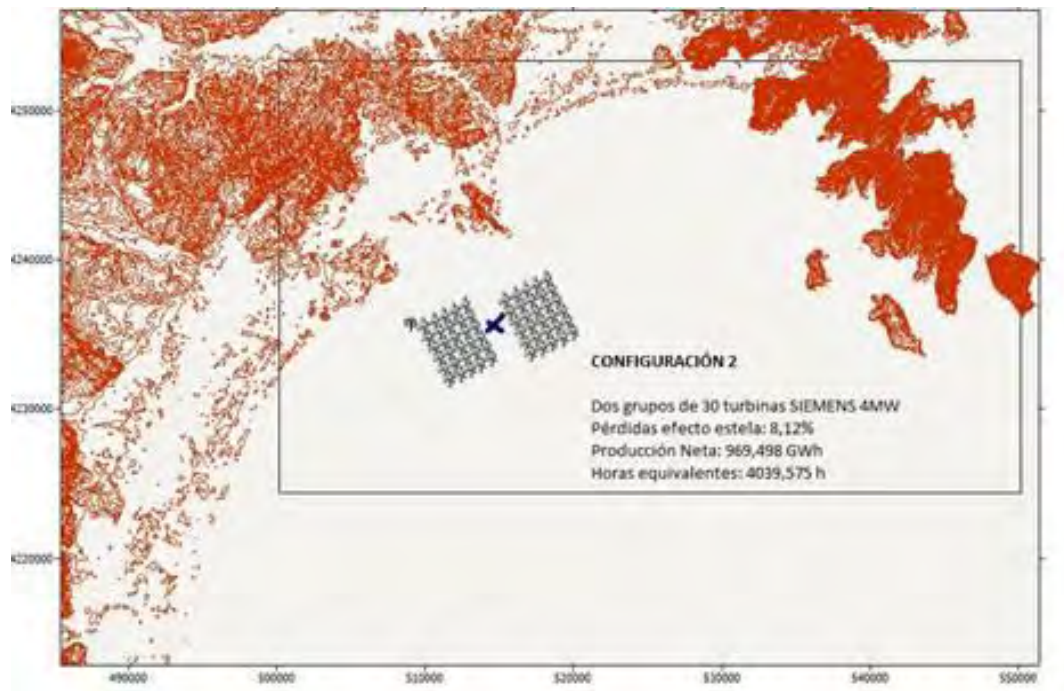


Figura 60. Configuración del Parque 2.

En este caso la subestación eléctrica se instalaría en el espacio de separación entre los dos subgrupos por ser la solución económicamente/eléctricamente más rentable.

Dos grupos de 30 turbinas SIEMENS 4MW	Potencia Total 240 MW
Pérdidas por efecto estela	8,12 %
Producción Neta Anual	969,498 GWh
Horas Equivalentes	4039,575 hr

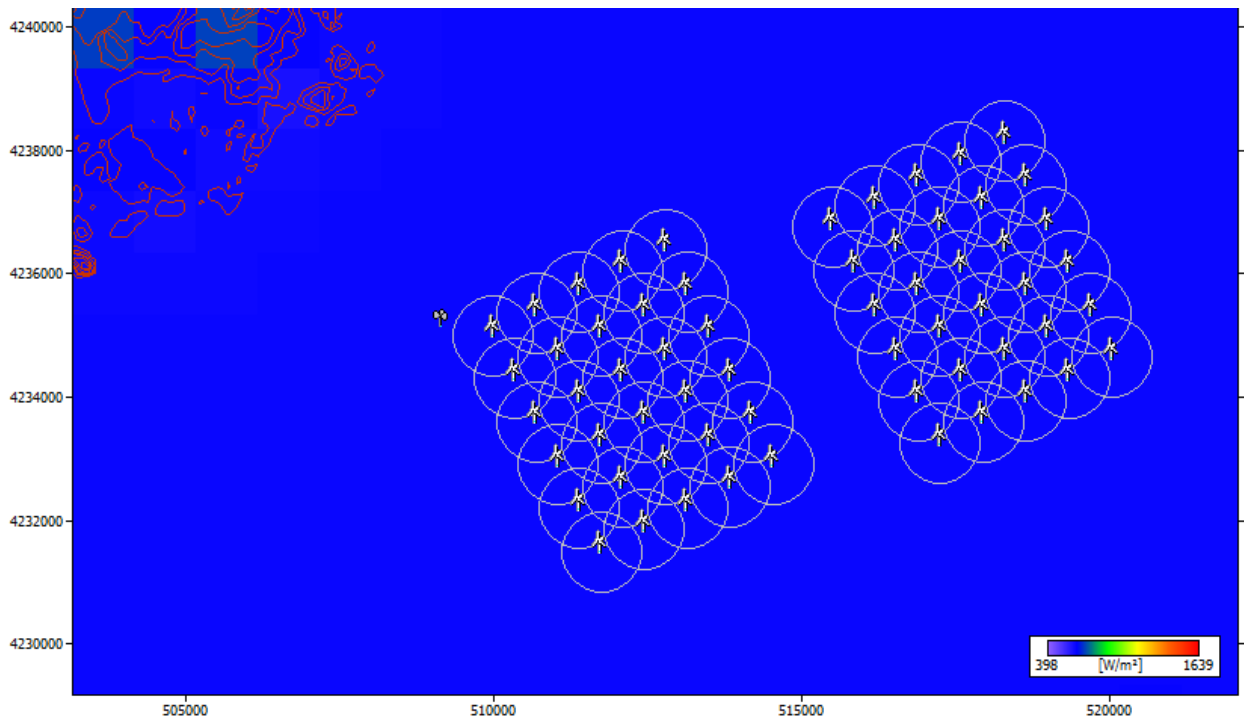


Figura 61. Separación aerogeneradores configuración 2.

7.2.3. Configuración 3: 15-15-15-15

Por último se decide diseñar otra configuración diseñando 4 subgrupos de 15 aerogeneradores cada uno y separados como en las otras dos configuraciones anteriores 10 diámetros de rotor.

Con esta configuración se pretende minimizar en gran medida las pérdidas por efecto estela y a la vez minimizar de igual manera el riesgo de pérdida de producción al dividir en más grupos los aerogeneradores.

La subestación transformadora se encontraría situada en el centro del parque, es decir, entre los cuatro grupos de aerogeneradores (marcada con una X en la figura siguiente).

Cuatro grupos de 15 turbinas SIEMENS 4MW	Potencia Total 240 MW
Pérdidas por efecto estela	7,11 %
Producción Neta Anual	983,340 GWh
Horas Equivalentes	4097,25 hr

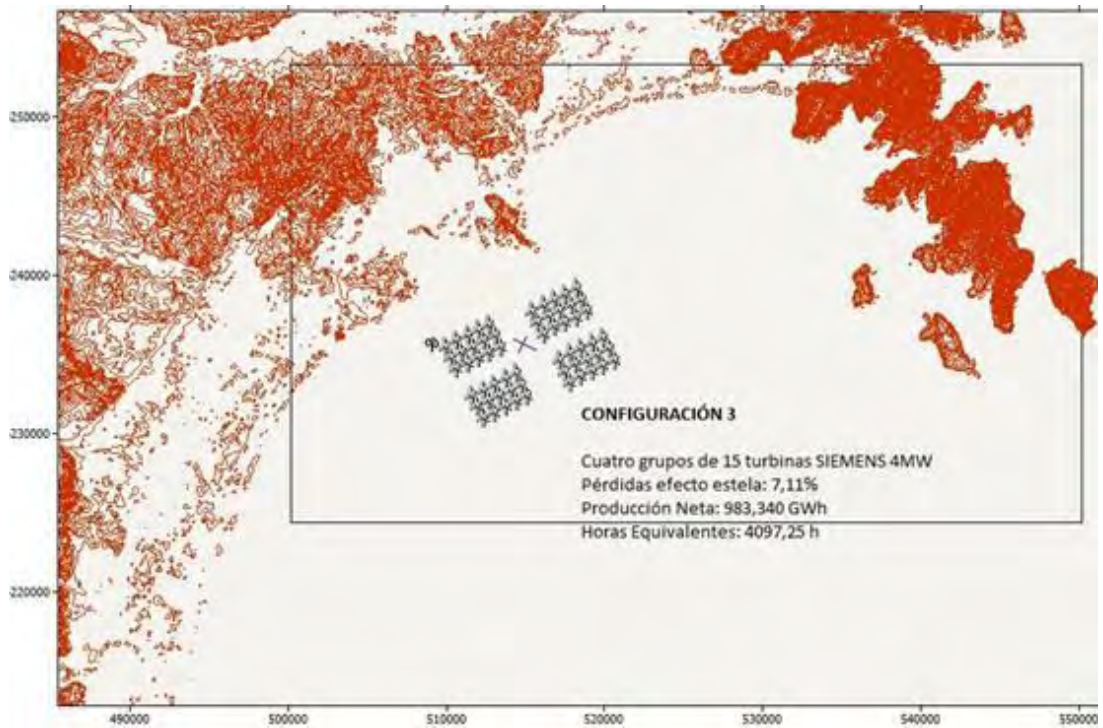


Figura 62. Configuración del Parque 3.

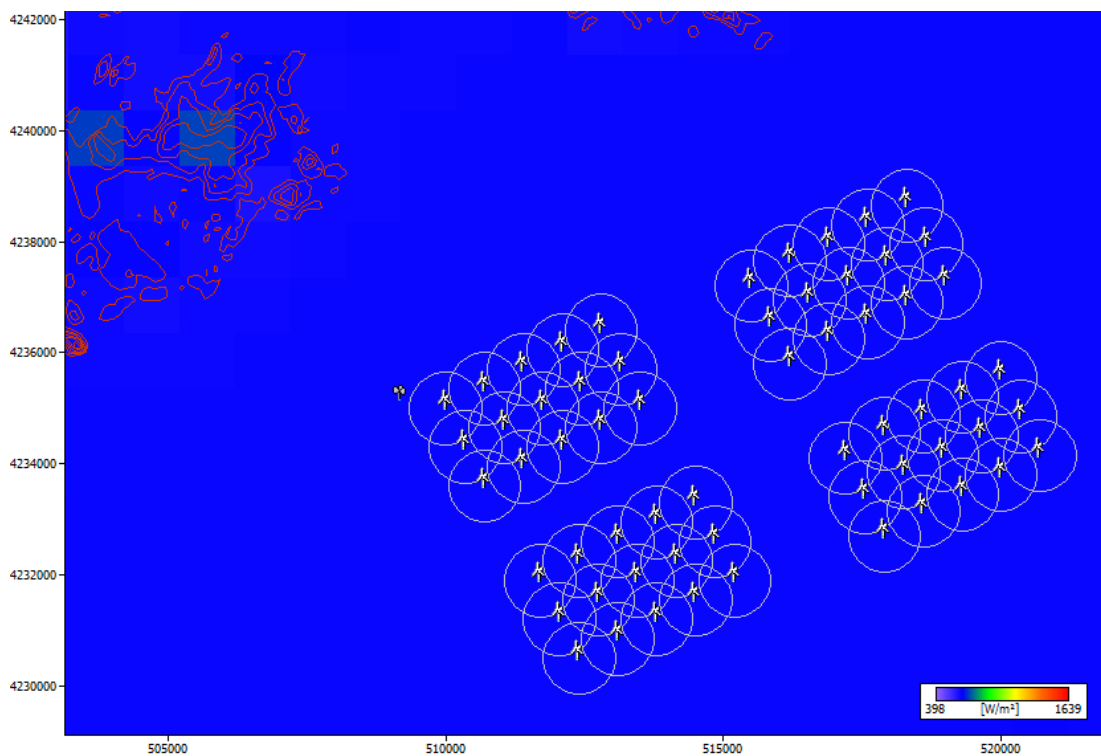


Figura 63. Separación aerogeneradores configuración 3.

7.3. Elección turbina SIEMENS 4MW - REPOWER 5MW

La tendencia de estos últimos años en fabricantes que más se usan para montar aerogeneradores en la eólica offshore son VESTAS y SIEMENS. En nuestro caso contábamos con las maquinas de SIEMENS de 4MW y la REPOWER de 5MW. Además se tenía la opción de instalar las nuevas maquinas de mayor potencia de Mitsubishi (Sea Angel de 7 MW) y la Hitachi de HTW de 5MW.

New wind turbines developed by Japanese manufacturers

Company	Wind turbine	Rated output	Start of operations	Type
MHI	MWT167/ 7.0	7.0 MW	2014	Digital hydraulic drive
Hitachi	HTW 5.0-126	5.0 MW	2014	Downwind
	HTW 2.0-86	2.0 MW	2014	Downwind
JSW	J100-2.7	2.7 MW	2013	Gearless PMSG

Figura 64. Turbinas nuevas de fabricantes Japoneses.

Para el estudio de producciones, se utilizarán las máquinas de SIEMENS DE 4 MW y REPOWER de 5MW. Para éste último aerogenerador teníamos una curva de experiencia garantizada como se consiguió en Escocia.

El mayor hito alcanzado en estos primeros años por la industria “offshore wind” es el proyecto Beatrice (Escocia 2006-07), dos aerogeneradores Repower 5M de 5 MW (aerogenerador más potente hasta ahora instalado “offshore”) interconectados con una plataforma offshore existente, instalados sobre dos “jackets” a unos 45 metros de profundidad y más de 20 km de la costa de Moray Firth. El proyecto es el principal elemento de demostración del programa europeo DOWNVIND, cuyo objetivo fundamental es el de desarrollar tecnologías que permitan la realización de proyectos de parques eólicos marinos a gran profundidad y gran distancia de la costa para minimizar el impacto visual. Además, en este proyecto se ha producido la primera instalación de un aerogenerador completamente pre-ensamblado.

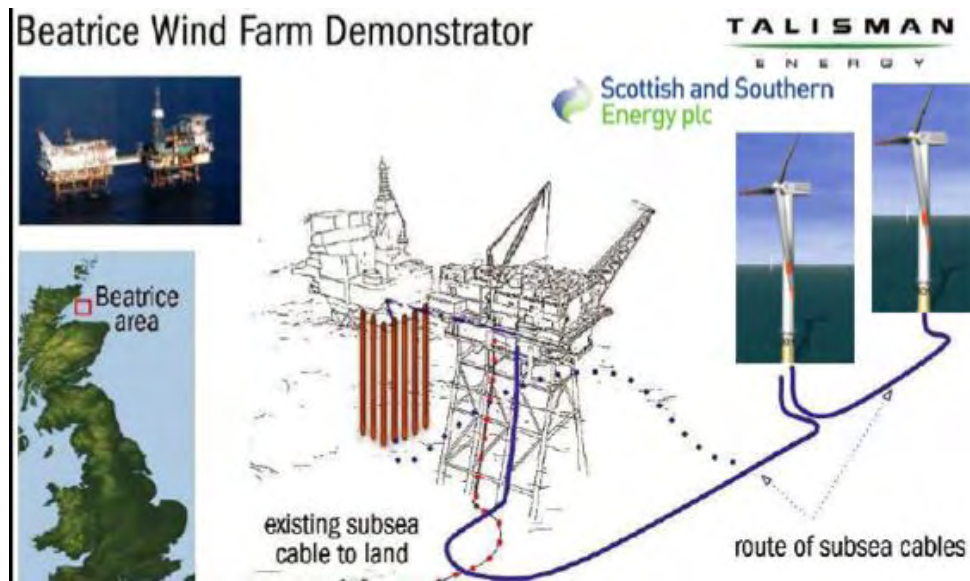


Figura 65. Proyecto Beatrice.

Al igual que en el proyecto Beatrice, en nuestro caso, nos encontraríamos a 15 kilómetros de la costa perpendicular al puerto de Sendai y tendríamos una profundidad de 15-25 m con lo que la opción de monopilotes sería muy viable.

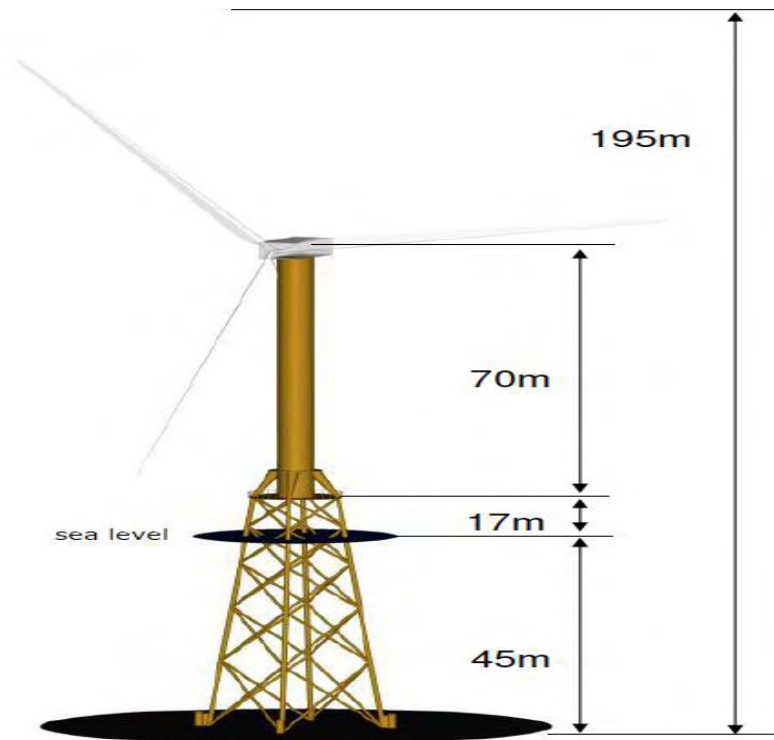


Figura 66. Instalación Jackets Beatrice

Monopilote	5 - 30 metros de profundidad
Cimentación de Gravedad	0 - 25 metros
Jackets	A partir de 30 metros
Trípodes	A partir de 30 metros
Cimentaciones Flotantes	A partir de 60 metros

A la hora de elegir el tipo de turbina nos fijaremos en diversos factores entre los que se encontrarían:

- Producción eléctrica anual
- Horas equivalentes
- Pérdidas por efecto estela
- Área del parque

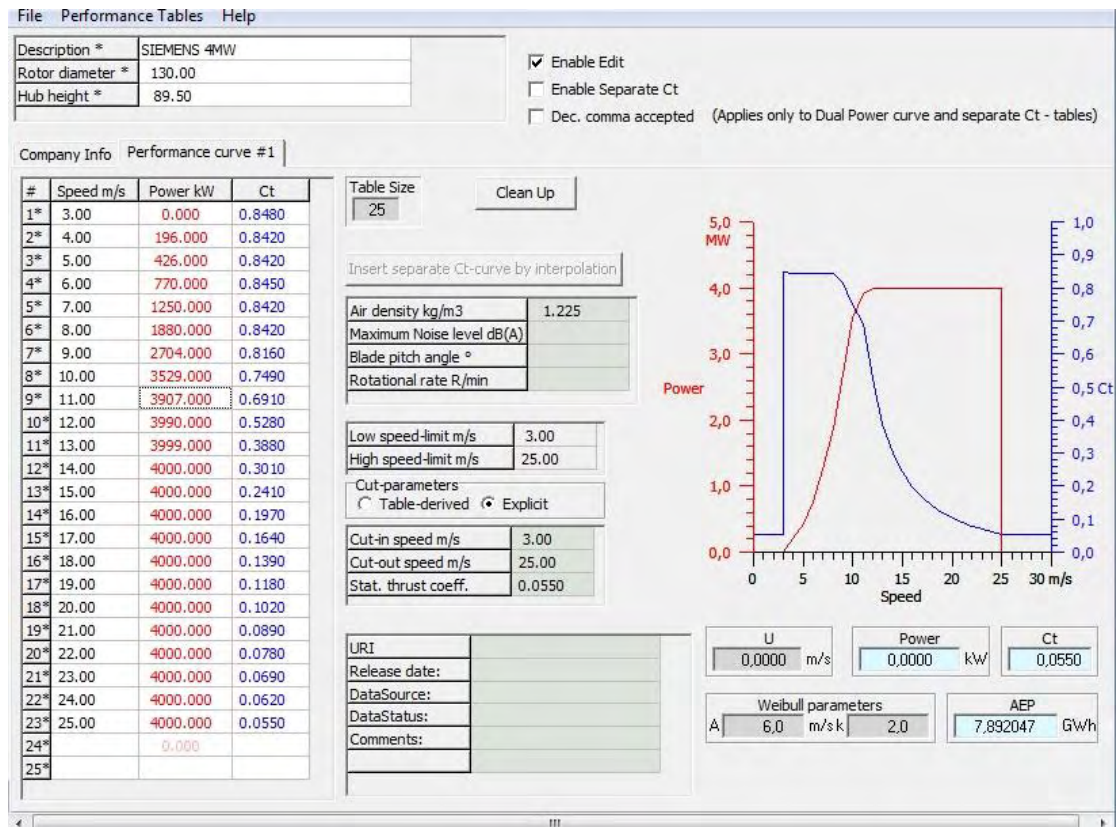


Figura 67. Tabla características SIEMENS 4 MW

En la figura anterior, observamos la *Performance Curve* del aerogenerador SIEMENS de 4MW donde se especifica la potencia y el coeficiente de empuje para cada rango de velocidades.

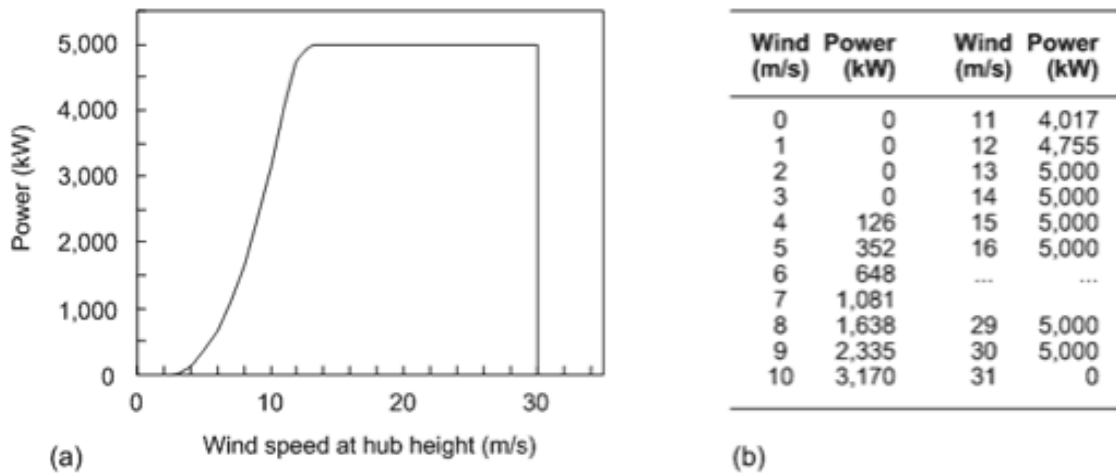


Figura 68. Curva de Potencia del aerogenerador REPOWER 5 MW

Como hemos estudiado en el punto anterior, la configuración de 4 subgrupos de 15 aerogeneradores es aquella que nos devuelve más horas equivalentes y que minimiza las pérdidas por efecto estela.



Figura 69. Aerogenerador SIEMENS 4 MW



Figura 70. REPOWER 5MW

Si realizamos una comparativa entre la REPOWER de 5 MW y la SIEMENS de 4MW obtenemos que la mejor opción es la SIEMENS de 4MW, principalmente porque no tenemos un recurso eólico con una velocidad de viento suficientemente alta como para aprovecharla con la máquina de REPOWER, con lo que las horas equivalentes no nos salen nada elevadas.

	SIEMENS 4MW	REPOWER 5MW
TURBINAS Y POTENCIA	60 turbinas - 240 MW	50 turbinas - 250 MW
PERDIDAS EFECTO ESTELA	7,11 %	9,1 %
PRODUCCIÓN NETA	983,340 GWh	841,511 GWh
HORAS EQUIVALENTES	4097,25 hr	3366,044 hr

7.4. Cimentaciones

7.4.1. Tipos de cimentación

La principal función de las cimentaciones es transmitir los esfuerzos creados por el aerogenerador al fondo marino. El diseño de cimentación a utilizar viene definido por las condiciones específicas de cada emplazamiento. Este diseño viene por las condiciones de vientos y olas, la profundidad y la geología del lecho marino.

Estas condiciones hacen que la instalación de un parque eólico offshore represente un reto para el sector industrial, que debe encontrar soluciones innovadoras para resolver el problema de la profundidad. Mucha de la tecnología de cimentaciones de parques eólicos offshore viene gracias a la antes desarrollada en sector de oil & gas.

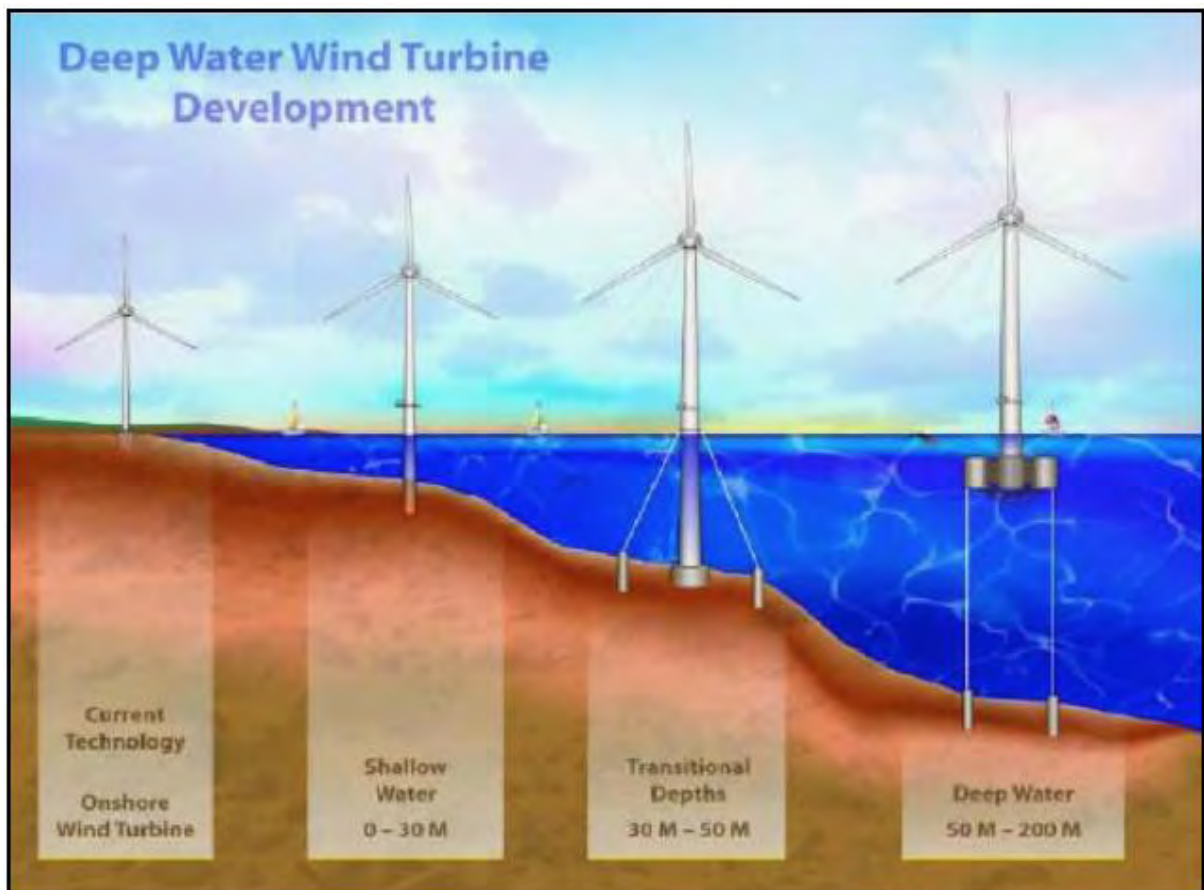


Figura 71. Tipos de cimentaciones

Existen 4 tipos de cimentación estándar:

- Monopilote:

Consiste en un pilote metálico, que aparentemente continúa la misma estructura de la torre, y se clava en el fondo marino por perforación, conducción o una combinación de ambos, dependiendo de las condiciones específicas de cada emplazamiento.

Es el tipo de cimentación más común para profundidades de hasta aproximadamente 30 metros, siendo bastante efectiva pero con un alto coste por los retos que presenta su transporte y preparación del suelo. Consiste de un tubo de acero con diámetro aproximado de 4 - 5 metros, con un ancho de pared de alrededor de 5 centímetros. Esta estructura no soporta grandes momentos ni grandes esfuerzos horizontales, y su rigidez es baja.



Figura 72. Imagen de monopilote



Figura 73. Instalación de un monopilote

- Trípode:

La geometría de un monopilote no permite que este tipo de cimentación pueda ser empleada a mayores profundidades de los 30 metros. Para estas aguas más profundas, se han llegado a considerar estructuras en forma de trípode, que consiste en un gran tubo con mayor diámetro que sus 3 patas de soporte.

En aguas poco profundas, este sistema es poco competitivo frente a los monopilotes debido a que su geometría hace que su transporte e instalación se haga mucho más costosa. Estos trípodes son usados en aguas de profundidades mayores, de 25 hasta 50 metros.

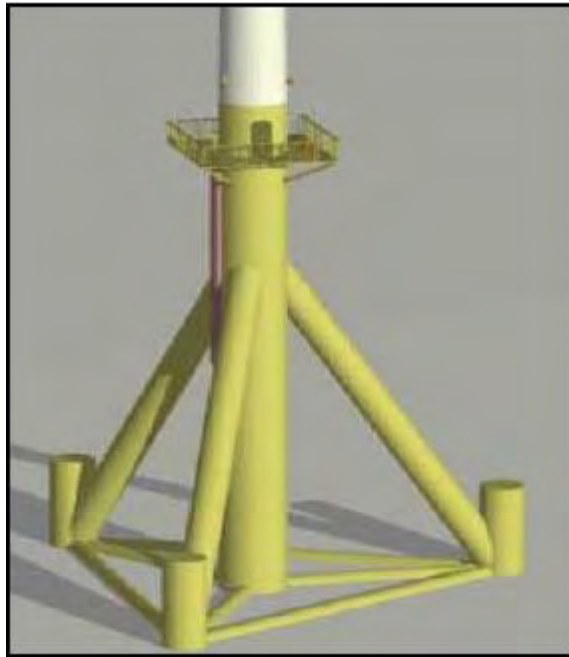


Figura 74. Imagen de trípode



Figura 75. Instalación de un trípode

- Jackets:

Al igual que la cimentación en forma de trípode, la de jacket se utiliza para profundidades entre 25 y 50 metros, aunque excepcionalmente puede alcanzar hasta los 60 metros de profundidad. Debido a la forma de su estructura de soporte, tienen una gran rigidez y una baja masa estructural, pero presentan una mayor complejidad y cantidad de material que la cimentación tipo trípode.

Las cimentaciones por plataforma tipo “jacket” presentan un buen comportamiento ante el medio marino, ya que descomponen las fuerzas en pares que se reparten por su estructura. El coste de diseño y fabricación (tonelada acero/€) es muy superior a los otros tipos de cimentaciones empleadas, pero poseen la mejor estabilidad posible.



Figura 76. Imagen de Jacket



Figura 77. Instalación de Jacket

- Por gravedad:

Las cimentaciones por gravedad, conocidas como GBS (“Gravity Based Structures” se definen como cimentaciones superficiales capaces de mantener la estabilidad del aerogenerador sólo mediante el propio peso de éste. Fueron las primeras utilizadas en los primeros parques eólicos marinos de tipo experimental.

Estas cimentaciones encuentran su calado óptimo entre los 0 y 10 metros, aunque pueden ser instaladas en emplazamientos con hasta 20 metros de profundidad. Las condiciones ambientales no deben ser muy agresivas y el suelo debe estar firme, por lo que normalmente se deberá retirar la capa superior del lecho marino para un mejor asentamiento. Los submarinistas deberán cubrir el suelo de grava para ello.

La principal desventaja de este tipo de cimentaciones es, también, su alto coste, que es directamente proporcional al cuadrado de la profundidad a la que se pretende instalar el parque. Esto hace que dejen de ser rentables para profundidades mayores de 10 metros.



Figura 78. Cimentación por gravedad



Figura 79. Instalación de cimentación por gravedad

Existe otro tipo de cimentación, aunque no es una cimentación propiamente dicha, y son denominadas plataformas flotantes. Éstas permiten trabajar a grandes profundidades.

Este tipo de cimentación se mantiene flotando, como su propio nombre indica, y gracias a unos cables que van fijados al fondo marino, consiguen que la plataforma permanezca en su sitio. En la actualidad, aún cuentan con poco desarrollo; pero, son una apuesta segura para las cimentaciones offshore del futuro.

Su principal ventaja competitiva es la posibilidad que da para operar en emplazamientos donde la profundidad desde la superficie del mar hasta la plataforma continental sea mayor a 60 metros, donde no es posible trabajar con las cimentaciones, comúnmente denominadas, estándar.

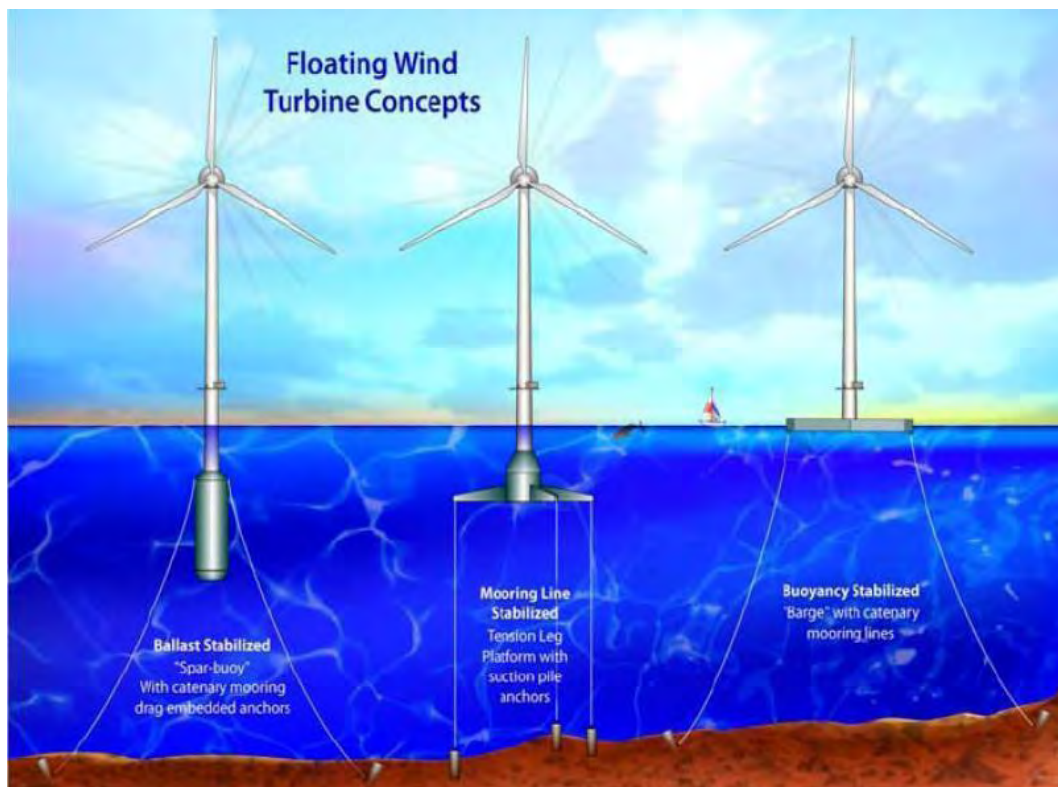


Figura 80. Tipos de plataformas flotantes

Una vez analizadas todas las tecnologías disponibles para las cimentaciones de aerogeneradores offshore, se procede a la selección del tipo más adecuado para el presente estudio.

Los aspectos más importantes a la hora de la elección de la cimentación son las propiedades geotécnicas de suelo, la profundidad del suelo con respecto al nivel del mar, la tipología mar (mareas, salinidad...). Además, será necesario tener en cuenta el tiempo necesario para construir la cimentación del aerogenerador, en el que influye la disponibilidad de los equipos que se necesitan para la instalación (equipos, barcos especiales...). Estos aspectos influirán de manera decisiva en el

cumplimiento de plazos para la puesta en marcha del parque eólico y en el coste final de la partida de cimentaciones y estructuras.

7.4.2. Elección de cimentación

Dadas las condiciones del emplazamiento donde se ubicará el parque eólico, la profundidad media es de 20 metros, por lo que solo hay dos opciones viables: el monopilote y la cimentación por gravedad. El resto de las opciones quedan descartadas por el coste que supone su instalación.

Entre la cimentación de monopilote y de gravedad, hay que ver cuál de las dos supone menor trabajo al momento de su instalación, el equipamiento y las infraestructuras necesarias para su acometida. Hasta el momento, el monopilote es la cimentación más utilizada en el mundo para este tipo de proyectos, de profundidades entre 15 y 25 metros. La más utilizada para parques con profundidades menores de 10 metros es la cimentación por gravedad.

En este estudio, la cimentación que se va a utilizar es el monopilote dirigido, ya que las características geotécnicas del terreno así lo permiten. El terreno, como se explicó en el capítulo 4, posee dos estratos diferenciados. En primer lugar, se tiene una capa de unos 3-4 metros de espesor de sedimentos poco compactados, y a partir de los 5 metros, aproximadamente, el terreno presenta una compactación más densa con presencia de pequeñas rocas. Luego, el proceso de hincado del monopilote se realizará por medio de un martillo neumático.

Otro aspecto a tener en cuenta, es la corrosión. El estudio de los parámetros oceanográficos nos permitirá cuantificar el carácter corrosivo del agua del mar (contenido en O₂, salinidad, presencia de cloruros, etc) y determinar detalladamente las diferentes zonas de exposición de la cimentación, mediante el estudio de los niveles máximos y mínimos esperados (HAT y LAT, respectivamente) y de los parámetros propios de las olas.

Una vez determinadas las diferentes zonas de exposición de la cimentación, se podrán diferenciar los fenómenos corrosivos que afectan a cada una de las zonas (ISO 12944), según:

Zona “no sumergida”, se encontrará afectada por rayos ultra-violetas, cloruros, oxígeno y agua (salpicaduras). La tasa de pérdida de acero es del orden de 80-200 $\mu\text{m}/\text{año}$ [C5-M].

Zona “de batida” (“splash zone”), se encontrará afectada por rayos ultra-violetas, cloruros, oxígeno, agua (olas), desechos y hielo. En este caso la tasa de pérdida de acero es del orden de 200-500 $\mu\text{m}/\text{año}$ [IM2].

Zona “permanentemente sumergida”, se encontrará afectada por cloruros, oxígeno, agua e incrustaciones. La tasa de pérdida de acero es del orden de 100-200 $\mu\text{m}/\text{año}$ [IM2].

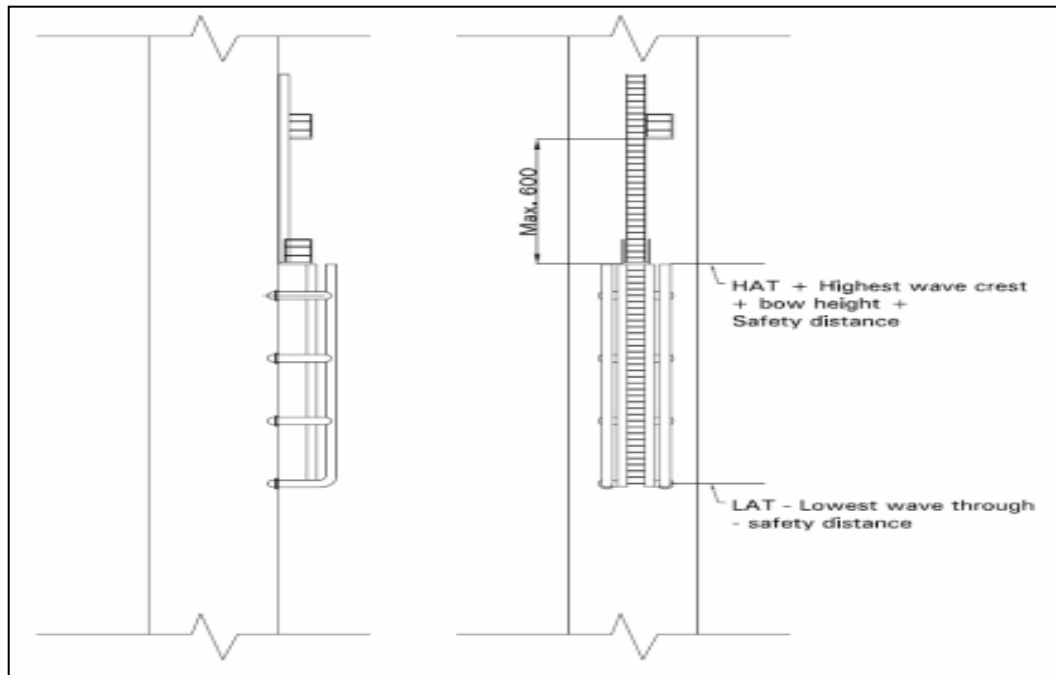


Figura 81. Zonas de exposición de la cimentación

También hay una parte muy importante que conecta el pilote con la torre del aerogenerador, llamada pieza de transición. Se encarga de ser el acceso a la estructura para el mantenimiento, tiene la función de nivelar el pilote y debe ser fabricada específicamente para cada proyecto por lo que deben ser calculadas sus dimensiones.

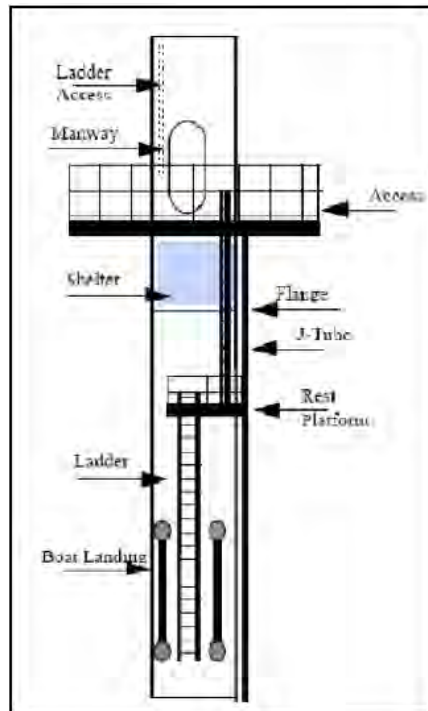


Figura 82. Imagen de pieza de transición

El sistema de protección contra la corrosión marina de las cimentaciones se completará con el uso de los denominados ánodos de sacrificio (también existen sistemas de corrientes impresas, protecciones catódicas). Un adecuado dimensionamiento de estos sistemas de protección es imprescindible para asegurar el correcto comportamiento de las cimentaciones a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

Para tener precisión a la hora de dimensionar el monopilote, anchura, altura y espesor de pared, es necesario un análisis estructural profundo para saber cuáles son las cargas transmitidas por cada aerogenerador en cada punto. Como el fin de este estudio es hacer un análisis técnico y financiero, no aplica conocer en detalle las características estructurales. A continuación se hace una aproximación para el dimensionamiento de los pilotes.

7.4.3. Diseño de la cimentación

Para el diseño de las cimentaciones de un parque eólico marino, hay que tener en cuenta los siguientes principios:

- Resistencia de la estructura (durante toda la vida útil) frente a efectos de carácter mecánico, físico y químico que la deterioren.

- La fabricación e instalación debe realizarse de acuerdo a técnicas y prácticas reconocidas. En caso de utilizar otro tipo de técnicas innovadoras, éstas deberán de ser especificadas con detalle y testadas previamente.
- El diseño propuesto debe contemplar las operaciones de inspección, mantenimiento, reparación, a lo largo de toda la vida útil de la instalación, así como su posterior desmantelamiento.

Además de los principios de diseño mencionados consideraremos en el diseño de las cimentaciones los siguientes tipos de carga:

- Cargas permanentes: Estas hacen referencia a las masas estructurales.
- Cargas variables: Este tipo de cargas hace referencia a las cargas que eventualmente soportará la cimentación como pueden ser personas, cargas en la instalación, cargas de operación y mantenimiento, y cargas en acceso.
- Cargas medioambientales: como el viento, cargas hidrodinámicas provocadas por las olas y las corrientes, cargas sísmicas, efecto de las mareas y crecimiento marino.

Para las cimentaciones mediante monopilotes que se proyectan, las características que presentarán serán las habituales en los parque eólicos offshore que emplean este tipo de cimentación.

El acero a utilizar tanto para el pilote como para la pieza de transición es el S355NL.

Monopilote

- Diámetro: 6 metros
- Longitud bajo terreno: 20 metros
- Longitud sobre terreno: 25 metros
- Peso: 420 toneladas

Pieza de transición

- Diámetro: 6,5 metros
- Longitud: 10 metros
- Peso: 101 toneladas

7.5. Sistema Eléctrico

Otra de las partes importantes en los parques eólicos offshore es el sistema eléctrico, debido a que es por donde se evacuará la energía eléctrica a la red de Japón. Los parques eólicos tienen la peculiaridad de que al estar en el mar y alejado de la costa el punto de conexión se hace más complicado que los parques eólicos en tierra. Por eso, el sistema se tiene que hacer de la forma más óptima para evitar las pérdidas eléctricas correspondientes y típicas en cualquier sistema eléctrico. Los elementos que componen el sistema eléctrico, atendiendo desde la turbina hasta la conexión a red, de un parque eólico offshore son los siguientes:

- Generador y convertidor.
- Transformador BT/MT.
- Celda interconexión de turbinas de MT (Telecontroladas).
- Cableado submarino de interconexión de aerogeneradores en MT.
- Subestación transformadora offshore (opcional).
- Cableado submarino de evacuación de la energía a costa en MT/AT.
- Caja de transición (opcional).
- Subestación transformadora terrestre (opcional).
- Cableado subterráneo o tendido aéreo hasta punto de conexión.
- Sistemas de compensación de reactiva (opcional).

En los siguientes puntos se comentará como se ha desarrollado el cálculo de los diferentes elementos que se tendrá en el parque eólico offshore. Detallando de forma precisa las correspondientes pérdidas eléctricas, tensión y corriente que se trabajará; tanto en Baja, Media y Alta tensión. Dado que Japón tiene un nivel de tensión diferente a otros países a la hora de conectarse al punto de conexión común (PCC).

También se razonará porque se escoge un sistema de transmisión de cableado HVAC (High Voltage Alternating Current) en vez de un HVDC (High Voltage Direct Current).

7.5.1. Aerogenerador.

Como se ha comentado en puntos anteriores se ha escogido la turbina Siemens SWT-4.0 130, que tiene las siguientes características eléctricas:

- Potencia eléctrica nominal: 4000 kW.
- Generador asíncrono de jaula de ardilla (SCIG).
- Tensión de generación: 690 V a 50 Hz.
- Tipo de convertidor: Full converter.
- Factor de Potencia ($\cos\phi$): 0,9.

El SCIG tiene la característica de que consiste en un generador asíncrono tipo jaula de ardilla conectado directamente a la red. El rotor de la turbina eólica se conecta al generador a través de una caja multiplicadora y gira a una velocidad casi constante con una variación entre 0.1-2% de la nominal. El generador es robusto, simple y requiere poco mantenimiento, pero tiene el inconveniente de consumir potencia reactiva para su magnetización, tanto en vacío como a plena carga. Por esta razón se requiere conectar a los terminales del generador un banco de condensadores con el fin de obtener un factor de potencia cercano a la unidad.

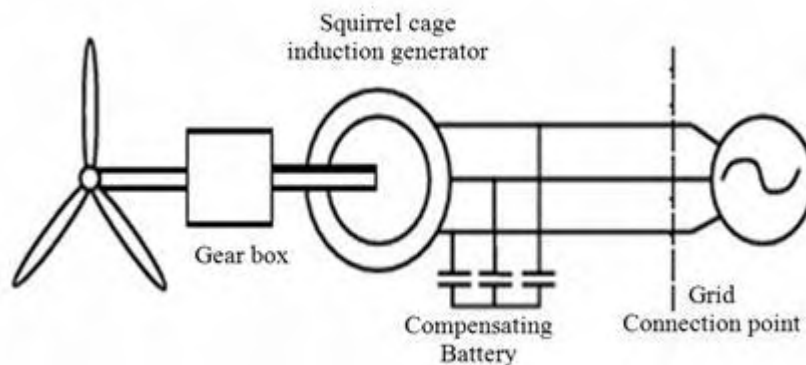


FIGURA 83. ESQUEMA DE SCIG. (FUENTE: SIEMENS).

Dado que se genera a BT se tendrá que incluir un transformador para elevar la tensión hasta 33 kV, es decir a una Media Tensión (MT), debido a que así en el interconexión del parque se evitará que tenga menos pérdidas eléctricas. El transformador en las turbinas eólicas es el siguiente y en la siguiente figura se detalla las especificaciones.

SIEMENS		Transformer Specifications SWT-4.0-130, 34 kV Document ID: E W EN-10-0000-0705-00 Jens B. Due / 2012.08.28 Conveyed confidentially as trade secret	
		Wikinger Offshore Wind Farm DE00214	
SWT-4.0-130 Transformer Specifications, 34 kV			
Transformer		Transformer Cooling	
Type	Liquid filled	Cooling system	KFAF
Nominal power	4500 kVA	Liquid	Ester MIDEL 7131
Nominal voltage	34/0.69 kV	Ventilation	Forced circulation of the liquid through a liquid-to-air heat exchanger.
Nominal current	3765 A	Control parameter.....	Top oil temperature
Frequency	50 Hz		
Transformer impedance	6.4%		
Loss (P ₀ /P _{n140°C}).....	3.7/46.5kW		
Vector group	Dyn11		
Offload tap changer	+/- 2 x 2.5 %		
Standard.....	IEC 60076		
Transformer Monitoring		Transformer Earthing	
Top oil temperature.....	PT100 sensor	Star point	The star point of the transformer must be connected to earth
Oil level monitoring sensor...	Digital input		
Overpressure relay.....	Digital input		

Figura 84. Especificaciones del Transformador de la turbina. (Fuente: Siemens).

Los transformadores están diseñados para que puedan evacuar la potencia activa que generan cada aerogenerador, siendo 4 MW y estipulando el factor de potencia ($\cos\phi$) de cada uno de ellos de 0,9. Por lo tanto, la potencia aparente del transformador será dada por la siguiente relación:

$$S_n = \frac{P_n}{\cos\phi} = \frac{4,0 \text{ MW}}{0,9} = 4,44 \text{ MVA} \approx 4,5 \text{ MVA}$$

Por lo tanto nuestro transformador cumple de sobra con las especificaciones. Se tiene que resaltar que se conectará el transformador en **Triángulo-Estrella Δ yn11**.

Otro tema a tratar es que los transformadores serán refrigerados mediante el sistema **KFAF**, se trata de una circulación forzada interna de aceite dieléctrico y en la circulación forzada externa se refrigera por aire.

Para evitar incendios y contactos directos el transformador contará con sondas PTC, con ello se controlará la temperatura y se tendrá protección con los contactos directos por envoltorio metálica.



Figura 85. Transformador con sistema de refrigeración KFAF. (Fuente: EWEA).

Las características principales de nuestro transformador se detallan a continuación:

- Potencia aparente (S_n): **4.500 KVA.**
- Relación: **33/0,69 KV**
- Pérdidas en vacío: **3,7 KW.**
- Pérdidas en carga: **46,5 KW.**

La ubicación de los transformadores se puede escoger en varios sitios que serán:

- En el interior de las torres.
- En la plataforma de acceso.
- Transformador ubicado únicamente en la subestación:
- Dentro de la nacelle.

Se escoge por motivos económicos la del interior de la torres. Las demás opciones tienen como desventajas las siguientes: mayores pérdidas como el que se ubique en la subestación offshore, o mayor coste como el de plataforma de acceso. La única desventaja de esta disposición es a la hora de reemplazarlo cuando este se averíe.

7.5.2. Interconexión del parque eólico

Este punto se explicará con detalle el conexionado de las celdas de MT y el cableado necesario para la conexión del parque, para luego dirigir el cableado a la subestación offshore. En los parques eólicos offshore se tiene que tener cuidado a la hora de diseñar la ingeniería del cableado. Debido a que un mal planteamiento del cableado puede llevar a inviabilidad económica, ya que al trabajar fuera de la costa los costes se elevan.

Celdas de Media Tensión

La celda de media tensión en un parque eólico tiene las siguientes funciones:

- Entrada o salida al CT.
- Operación de maniobra y de protección del transformador.
- Interruptor de carga.
- Protección con fusibles limitadores, asociados o combinados al interruptor.
- Protección con relé de sobrecarga y defecto a tierra.

En este caso la celda de media tensión escogida es la de Siemens **NXPLUS C Wind**, se ubicará en la torre de la turbina eólica. Este tipo de celdas son modulares. El que sea modular presenta la ventaja de que se puede reemplazar fácilmente que las celdas compactas. Además, otra de las razones de la elección de esta celda es que consta de **aislamiento de gas SF₆**. Presenta las siguientes ventajas la celda de media tensión:

- Resistencia a ambientes salinos, humedades, condensaciones y polvo.
- Dimensiones reducidas, lo que permite su ubicación en el interior de las torres.
- No se precisa mantenimiento.
- Aumenta la seguridad, ya que el arco de corte es interno.

Este tipo de celdas están diseñadas para que trabajen con intensidades máximas de 1000 A, pero la condición restrictiva de este tipo de celdas es la sección del cable, que en este tipo de cables será de 630 mm². Este tipo de restricción se tiene que tener en cuenta a la hora de diseñar el *layout* eléctrico del parque eólico. En los anexos correspondientes se adjuntarán la ficha técnica de la celda de media tensión que se va a utilizar.

Una vez definida la celda de media tensión se dispone a explicar que tipo de topología eléctrica se ha escogido. En este caso es la **topología radial**. La ventaja de esta disposición es debido a que las tasas de fallo, los costes/tiempos por reparación y los costes por cese de producción son reducidos.

Los tipos de celdas que se utilizarán en nuestro parque eólico con los siguientes:

- **OL+1P** (Final de línea).
- **OL+1L+1P** (Aerogenerador de mitad de línea).
- **OL+2L+1P** (Derivación de la línea).

Como se ha mencionado con anterioridad, la disposición del parque eólico será de 4 grupos de 15 turbinas. Se ha optado por dos circuitos en cada grupo de quince aerogeneradores. Los aerogeneradores que estén más alejados de la subestación se agrupará en un circuito de siete aerogeneradores, con esta medida se pretende que las pérdidas por cable y caída de tensión sean menores por su lejanía; el circuito más cercano a la subestación constará de ocho aerogeneradores. Por tanto, se tendrá cuatro circuitos de siete aerogeneradores y cuatro circuitos de ocho aerogeneradores. En la Figura 86 se muestra el *layout* eléctrico con sus correspondientes circuitos.

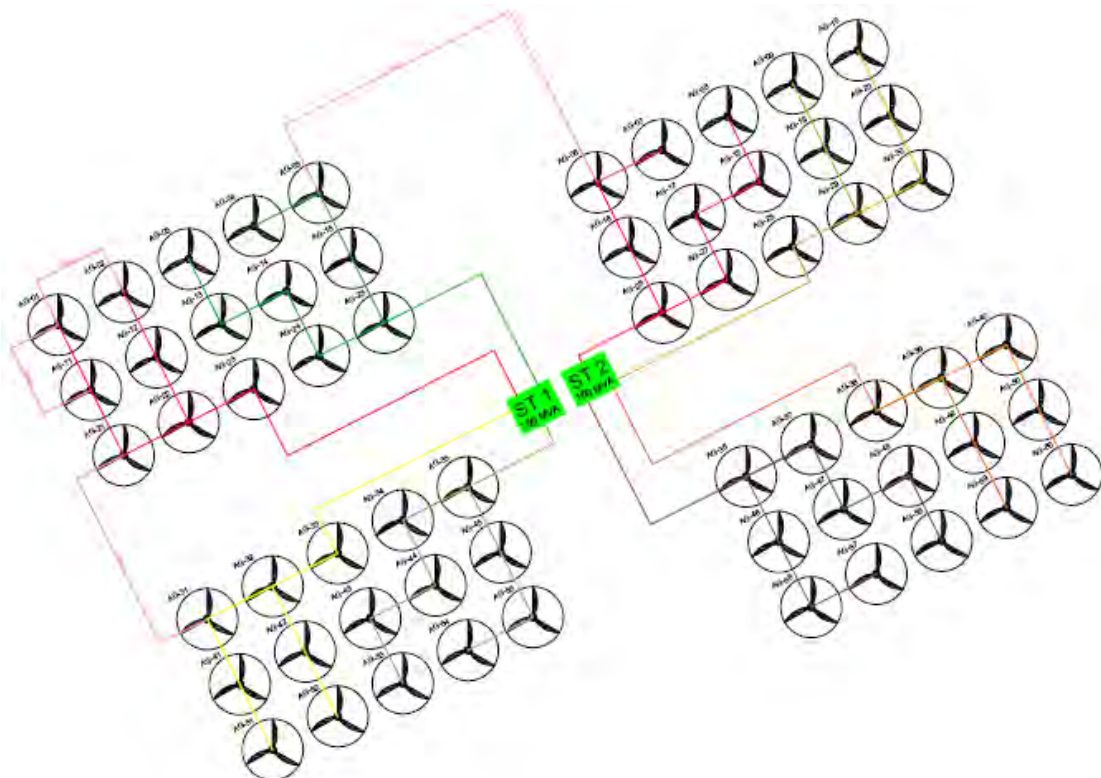


Figura 86. Layout eléctrico principal del parque eólico (Fuente: propia).

Las siguientes figuras que se muestran a continuación se detallan los circuitos que integra cada bloque.

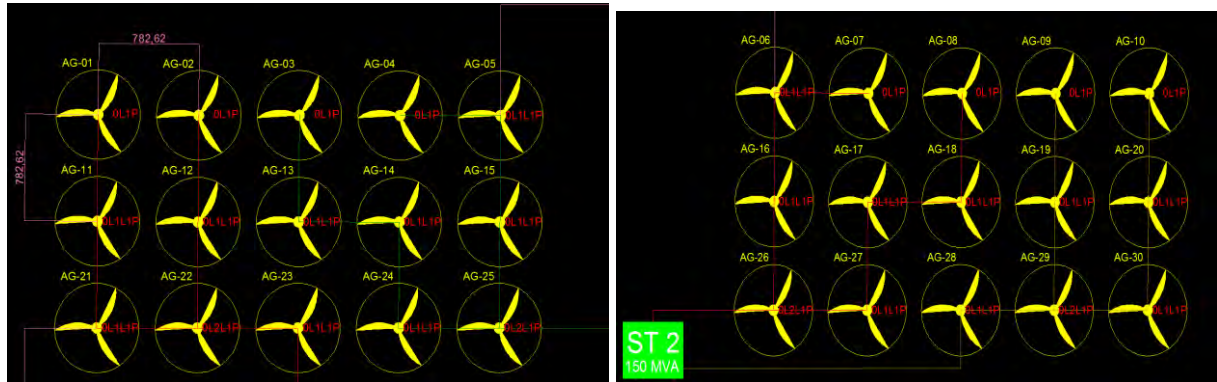


Figura 87. Circuitos eléctricos 1, 2, 3 y 4 del parque eólico (Fuente: Propia).

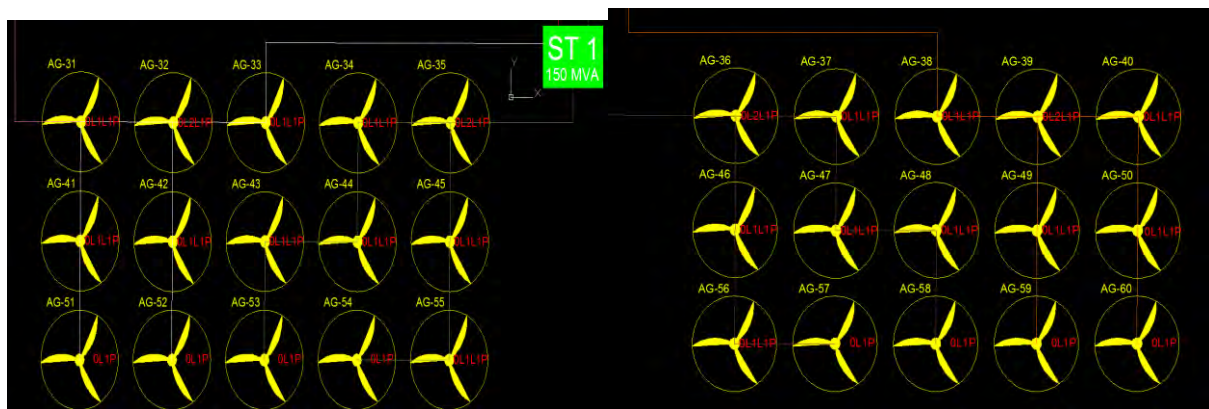


Figura 88. Circuitos eléctricos 5, 6, 7 y 8 del parque eólico (Fuente: Propia).

La siguiente tabla muestra los tipos de conexión de celdas correspondientes que los aerogeneradores tendrían dependiendo del conexionado que le hemos impuesto.

Aerogenerador	Tipo de Celda	Profundidad (m)	Aerogenerador	Tipo de Celda	Profundidad (m)
AG-01	0L1P	15	AG-31	0L1L1P	19,75
AG-02	0L1P	15,5	AG-32	0L2L1P	20,75
AG-03	0L1P	16	AG-33	0L1L1P	21
AG-04	0L1P	15	AG-34	0L1L1P	19,75
AG-05	0L1L1P	17	AG-35	0L2L1P	20
AG-06	0L1L1P	18	AG-36	0L2L1P	21
AG-07	0L1P	18	AG-37	0L1L1P	21,5
AG-08	0L1P	17,5	AG-38	0L1L1P	21,25
AG-09	0L1P	18	AG-39	0L2L1P	21,75
AG-10	0L1P	15	AG-40	0L1L1P	21,5

AG-11	OL1L1P	16	AG-41	OL1L1P	21,6
AG-12	OL1L1P	15,5	AG-42	OL1L1P	20,75
AG-13	OL1L1P	17	AG-43	OL1L1P	20,5
AG-14	OL1L1P	16	AG-44	OL1L1P	21
AG-15	OL1L1P	16	AG-45	OL1L1P	21,75
AG-16	OL1L1P	18	AG-46	OL1L1P	22,5
AG-17	OL1L1P	17,5	AG-47	OL1L1P	23
AG-18	OL1L1P	18,5	AG-48	OL1L1P	23,5
AG-19	OL1L1P	19	AG-49	OL1L1P	22,5
AG-20	OL1L1P	19,5	AG-50	OL1L1P	23,75
AG-21	OL1L1P	16,5	AG-51	OL1P	20,75
AG-22	OL2L1P	17	AG-52	OL1P	20,5
AG-23	OL1L1P	16,5	AG-53	OL1P	21,25
AG-24	OL1L1P	16	AG-54	OL1P	21,75
AG-25	OL2L1P	17,5	AG-55	OL1L1P	21,25
AG-26	OL2L1P	19,5	AG-56	OL1L1	23
AG-27	OL1L1P	20	AG-57	OL1P	23,5
AG-28	OL1L1P	19,75	AG-58	OL1P	23,75
AG-29	OL2L1P	20	AG-59	OL1P	24
AG-30	OL1L1P	20,5	AG-60	OL1P	24,5

Tabla 9. Tipos de celda de media tensión para cada aerogenerador.

Expuesto la tabla anterior ya se puede dimensionar que tipo de cables estará interconectado en el parque eólico hacia la estación offshore.

Cableado en MT (33 kV)

Como se ha comentado anteriormente el interconexionado del parque eólico se hará en Media Tensión, estará constituido a partir de los transformadores de los aerogeneradores hasta la subestación offshore, que se hará a la tensión de 33 kV. El elemento más restrictivo a la hora de diseñar el *layout* eléctrico, se debe a que las celdas de media tensión aceptan hasta una sección de 630 mm² y una intensidad de 1000 A.

También hay que tener en cuenta las pérdidas que haya por caída de tensión y las pérdidas del cable debida a la resistencia que ofrece el propio cable. En los cálculos realizados, se escoge un cable de 33 kV del fabricante ABB con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Hay que tener en cuenta la temperatura que ofrezca el lecho marino. En este caso, se escoge la temperatura de 10° C, que tendrá diferentes propiedades que a 20°C.

Los cables interconectados en el parque eólico deben cumplir con una serie de características especiales, ya que van a trabajar en un ambiente salino y de humedad, aunque estén enterrados. El cable elegido será tripolar. Este cable sobre todo está diseñado para trabajar para interconexión de parques eólicos, plataformas petrolíferas, de producción de gas y transporte de electricidad. Se muestra en la Figura 89 la composición del cable.



Figura 89. Composición del cable ABB de 33 kV (Fuente: ABB).

Las características del cable para llevar los cálculos de las secciones del cable se detallan en la Tabla 10.

CABLE 33 KV ABB SUBMARINO TRIPOLAR CU			
Sección (mm ²)	I nom (A)	R max (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)
185 mm ²	480	0,267	0,133
300 mm ²	611	0,0796	0,12
630 mm ²	830	0,0633	0,106

Tabla 10. Características del cable.

Una vez definido el cable a utilizar se dispone a hacer los cálculos pertinentes para determinar que tipo de sección se tendrá en cada tramo de los circuitos de los aerogeneradores. Las ecuaciones necesarias para la elección del cable son las siguientes.

$$I_{aero} = \frac{P_{aero}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{4000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 0,9} = 77,76 \text{ A}$$

Para el cálculo de pérdidas por caída de tensión.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I_{aero} \cdot (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

Siendo:

ΔU = pérdidas por caída de tensión en V.

l = longitud del cable en km.

I_{aero} = corriente del aerogenerador en A.

R = resistencia del cable en Ω/km .

X = Inductancia del cable a 50 Hz en Ω/km .

ϕ = es el ángulo que forma la tensión y la corriente.

Y para el cálculo de pérdidas en el cable.

$$P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I_{aero}^2$$

Siendo:

R = resistencia del cable en Ω/km .

l = longitud del cable en km.

I_{aero} = corriente del aerogenerador en A.

Con respecto a la longitud del cable se tiene que tener en cuenta las siguientes distancias.

$$l = d_{Turbinas} + (P_{Turbinas} + 20) \cdot 2$$

Siendo:

$d_{Turbinas}$ = distancia entre turbinas en m.

$P_{turbinas}$ = Profundidad de las turbinas en m.

Con estos parámetros se calcularía las correspondientes pérdidas y sección del cable. En las siguientes tablas se detalla los cálculos considerados anteriormente.

DATOS CIRCUITO C-1			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)		R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-01 AG-11	884,62	77,76	185	0,267	0,133	35,54	0,11	4284,25	0,02
AG-11 AG-21	887,62	155,52	185	0,267	0,133	71,32	0,22	17195,13	0,06
AG-21 AG-22	889,62	233,27	185	0,267	0,133	107,22	0,32	38776,21	0,14
AG-02 AG-12	884,62	77,76	185	0,267	0,133	35,54	0,11	4284,25	0,02
AG-12 AG-22	887,62	155,52	185	0,267	0,133	71,32	0,22	17195,13	0,06
AG-22 AG-23	849,62	466,55	185	0,267	0,133	204,79	0,62	148130,87	0,53
AG-23 ST	3933	544,30	300	0,0796	0,12	459,63	1,39	278253,21	0,99
Circuito C1 (MW)	28					878,49	2,66	508119,05	1,81

Tabla 11. Cálculo del cableado del circuito 1.

DATOS CIRCUITO C-2			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-03 AG-13	888,62	77,76	185	0,267	0,133	35,70	0,11	4303,63	0,02
AG-13 AG-14	848,62	155,52	185	0,267	0,133	68,18	0,21	16439,61	0,06
AG-14 AG-24	886,62	233,27	185	0,267	0,133	106,86	0,32	38645,45	0,14
AG-24 AG-25	889,62	311,03	185	0,267	0,133	142,96	0,43	68935,49	0,25
AG-04 AG-05	886,62	77,76	185	0,267	0,133	35,62	0,11	4293,94	0,02
AG-05 AG-15	888,62	155,52	185	0,267	0,133	71,40	0,22	17214,50	0,06
AG-15 AG-25	889,62	233,27	185	0,267	0,133	107,22	0,32	38776,21	0,14
AG-25 ST	2625	622,06	630	0,0633	0,106	291,84	0,88	192894,60	0,69
Total circuito C2 (MW)	32					645,53	1,96	377199,81	1,35

Tabla 12. Cálculo del cableado del circuito 2.

DATOS CIRCUITO C-3			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-07 AG-06	894,62	77,76	185	0,267	0,133	35,94	0,11	4332,68	0,02
AG-06 AG-16	894,62	155,52	185	0,267	0,133	71,88	0,22	17330,73	0,06
AG-16 AG-26	897,62	233,27	185	0,267	0,133	108,18	0,33	39124,91	0,14
AG-08 AG-18	894,62	77,76	185	0,267	0,133	35,94	0,11	4332,68	0,02
AG-18 AG-17	894,62	155,52	185	0,267	0,133	71,88	0,22	17330,73	0,06
AG-17 AG-27	897,62	233,27	185	0,267	0,133	108,18	0,33	39124,91	0,14
AG-27 AG-26	901,62	311,03	185	0,267	0,133	144,88	0,44	69865,35	0,25
AG-26 ST	1169	622,06	630	0,0633	0,106	129,97	0,39	85902,40	0,31
Total circuito C3 (MW)	32					490,85	1,49	273011,72	0,98

Tabla 13. Cálculo del cableado del circuito 3.

DATOS CIRCUITO C-4			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-09 AG-19	896,62	77,76	185	0,267	0,133	36,02	0,11	4342,37	0,02
AG-19 AG-29	900,62	155,52	185	0,267	0,133	72,36	0,22	17446,97	0,06
AG-10 AG-20	891,62	77,76	185	0,267	0,133	35,82	0,11	4318,15	0,02
AG-20 AG-30	902,62	155,52	185	0,267	0,133	72,52	0,22	17485,71	0,06
AG-30 AG-29	903,62	233,27	185	0,267	0,133	108,90	0,33	39386,44	0,14
AG-29 AG-28	902,12	466,55	185	0,267	0,133	217,45	0,66	157284,22	0,56
AG-28 ST	2864,5	544,30	300	0,0796	0,12	334,76	1,01	202658,61	0,72
Total circuito C4 (MW)	28					769,45	2,33	442922,47	1,58

Tabla 14. Cálculo del cableado del circuito 4.

DATOS CIRCUITO C-5			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-53 AG-43	906,12	77,76	185	0,267	0,133	36,40	0,11	4388,38	0,02
AG-43 AG-44	905,62	155,52	185	0,267	0,133	72,76	0,22	17543,83	0,06
AG-44 AG-34	904,12	233,27	185	0,267	0,133	108,96	0,33	39408,23	0,14
AG-34 AG-35	902,12	311,03	185	0,267	0,133	144,97	0,44	69904,10	0,25
AG-54 AG-55	908,62	77,76	185	0,267	0,133	36,50	0,11	4400,49	0,02
AG-55 AG-45	908,62	155,52	185	0,267	0,133	73,00	0,22	17601,94	0,06
AG-45 AG-35	906,12	233,27	185	0,267	0,133	109,21	0,33	39495,40	0,14
AG-35 ST	1390	622,06	630	0,0633	0,106	154,54	0,47	102142,28	0,36
Total circuito C5 (MW)	32					517,63	1,57	290496,28	1,04

Tabla 15. Cálculo del cableado del circuito 5.

DATOS CIRCUITO C-6			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-51 AG-41	907,32	77,76	185	0,267	0,133	36,45	0,11	4394,19	0,02
AG-41 AG-31	905,32	155,52	185	0,267	0,133	72,74	0,22	17538,02	0,06
AG-31 AG-32	903,62	233,27	185	0,267	0,133	108,90	0,33	39386,44	0,14
AG-52 AG-42	905,12	77,76	185	0,267	0,133	36,36	0,11	4383,54	0,02
AG-42 AG-32	905,62	155,52	185	0,267	0,133	72,76	0,22	17543,83	0,06
AG-32 AG-33	906,12	466,55	185	0,267	0,133	218,41	0,66	157981,62	0,56
AG-33 ST	2997	544,30	300	0,0796	0,12	350,24	1,06	212032,76	0,76
Total circuito C6 (MW)	28					786,75	2,38	453260,39	1,62

Tabla 16. Cálculo del cableado del circuito 6.

DATOS CIRCUITO C-7			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-57 AG-56	915,62	77,76	185	0,267	0,133	36,78	0,11	4434,39	0,02
AG-56 AG-46	913,62	155,52	185	0,267	0,133	73,41	0,22	17698,80	0,06
AG-46 AG-36	909,62	233,27	185	0,267	0,133	109,63	0,33	39647,96	0,14
AG-58 AG-48	917,12	77,76	185	0,267	0,133	36,84	0,11	4441,65	0,02
AG-48 AG-47	915,62	155,52	185	0,267	0,133	73,57	0,22	17737,55	0,06
AG-47 AG-37	911,62	233,27	185	0,267	0,133	109,87	0,33	39735,14	0,14
AG-37 AG-36	907,62	311,03	185	0,267	0,133	145,85	0,44	70330,29	0,25
AG-36 ST	2747	622,06	630	0,0633	0,106	305,40	0,93	201859,61	0,72
Total circuito C7 (MW)	32					671,53	2,03	391450,99	1,40

Tabla 17. Cálculo del cableado del circuito 7.

DATOS CIRCUITO C-8			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax	
TRAMO	L(m)	I max (A)		R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%
AG-60 AG-50	919,12	77,76	185	0,267	0,133	36,92	0,11	4451,34	0,02
AG-50 AG-40	913,12	155,52	185	0,267	0,133	73,37	0,22	17689,12	0,06
AG-40 AG-39	909,12	233,27	185	0,267	0,133	109,57	0,33	39626,17	0,14
AG-59 AG-49	915,62	77,76	185	0,267	0,133	36,78	0,11	4434,39	0,02
AG-49 AG-39	911,12	155,52	185	0,267	0,133	73,21	0,22	17650,37	0,06
AG-39 AG-38	908,62	466,55	185	0,267	0,133	219,01	0,66	158417,49	0,57
AG-38 ST	4012,5	544,30	300	0,0796	0,12	468,92	1,42	283877,70	1,01
Total circuito C8 (MW)	28					907,79	2,75	526146,58	1,88

Tabla 18. Cálculo del cableado del circuito 8.

Como se observa en las tablas, el circuito que más pérdidas por caída de tensión y por resistividad del cable será el circuito 8. Los valores razonables para estas pérdidas son las siguientes:

- Caída de tensión: **3%**.
- Pérdidas del cobre: **5%**.

Por tanto, los valores calculados en las tablas son los siguientes:

- ΔU tensión en el circuito 8: **2,75% < 3% → Cumple.**
- Pérdidas del cobre del circuito 8: **1,88% < 5%. → Cumple.**

7.5.3. Subestación Offshore (MT/AT)

La subestación offshore, que se tendrá en nuestro parque eólico, consistirá en varios equipos típicos en una subestación normal tales como: transformadores de potencia, de intensidad y tensión para medida, celdas de protección y maniobra, etc. Pero su principal tarea es recibir la energía eléctrica del parque eólico, que está en MT (33 KV), y elevarla a valores de AT (154 kV); de esta forma, el transporte de energía eléctrica se hace de una forma más adecuada, y por tanto, se evita que haya pérdidas por cable y caídas de tensión en la línea, ya que tendrá un trayecto bastante largo.



Figura 90. Subestación offshore (Fuente: 4COffshore).

La subestación offshore constará de dos transformadores en paralelo de **150 MVA** con un factor de potencia mínimo de 0.9, entonces se podrá evacuar **135 MW** por cada transformador. La idea de disponer de dos transformadores en paralelo es por si en caso de avería pueda seguir funcionando, aunque solamente sea la mitad de la potencia del parque.

El transformador tiene que constar de tres devanados. Uno para AT y los otros dos correspondientes para la MT, así se podrá conectar el primer gran bloque de circuitos, que consta de 30 turbinas, con el otro bloque de circuitos, que también será de 30 turbinas. De esta forma, en caso de avería de transformador se conectará un sistema de barra partida. La disposición del transformadores será de Triángulo-Estrella, con neutro conectado a tierra.

Hay que resaltar la posición de los equipos se llevará a cabo mediante la topología Topside, en el que se encuentra de forma vertical, y abajo del todo se encontrarán los Cable Deck con la cubierta de los cables, encima de ellos estarán los equipos y habilitaciones. Para evitar cualquier peligro estos equipos deberán estar separados del resto.

Se tiene que respetar ante todo los radios de curvatura de los cables en el diseño interno de la subestación offshore. Ya que esto implicaría la rotura de éstos.

Los equipos y materiales tienen que resistir las condiciones ambientales, debido a que están expuestas a condiciones muy duras. Por eso, tienen que estar fabricados y diseñados de forma robusta, sobre todo destacar el equipo de los transformadores, que deberá estar protegido con un tratamiento anticorrosivo para el ambiente salino en el que trabajará.

La subestación offshore tendrá que estar dotado de las siguientes plataformas de acceso:

- Por aire, se tendrá que disponer de una plataforma Helipad, para que los helicópteros puedan aterrizar sin ningún tipo de problemas. En la Figura 91 se detalla la plataforma.
- Por mar, se dispondrá de un sistema de atraque en cimentación para que los barcos puedan atracar.



Figura 91. Helipad de subestación offshore (Fuente: Heliport lighting)

A parte de todo esto, se tiene que habilitar varias instalaciones en la subestación como un taller, centro de control y otras ubicaciones para el confort del personal (vestuarios, baños, cocinas, comedor, dormitorio, etc.). También por si ocurre algún percance, se deberá de disponer de un botiquín de primeros auxilios.

Dado que se tendrá que proporcionar energía a estos servicios auxiliares, la subestación tiene que contar con un transformador para el uso de los aparatos que funcione a BT.

Se repunta que no será necesario de otra subestación en el lado terrestre, debido a que el punto de conexión a red es de 154 kV, y por tanto, es un punto añadido a la hora de dimensionar el parque y las subestaciones.

Dada la significativa potencia que se suministrará a la red, es sumamente importante que la calidad de nuestra energía (tensión, frecuencia, armónicos, potencia reactiva, etc.) sea lo mejor posible ya que tendremos un impacto muy considerable en la red eléctrica de AT.

Las especificaciones que tendrán los dos transformadores son las siguientes:

- Potencias aparente: 150 MVA.
- Relación 154/33/33 kV

- Pérdidas en vacío: 75 kW.
- Pérdidas en carga 570 kW.
- La disposición de los devanados será la siguiente: **tres devanados, uno en AT y dos en MT de está forma se conectará los dos grupos de circuitos en caso de fallo de un trafo mediante un sistema de barra partida.**
- Núcleo trifásico.
- Tratamiento anticorrosivo para ambientes salinos.

7.5.4. Conexión de Alta Tensión

Cable Submarino desde la subestación a la costa

En la actualidad, las líneas de transmisión en corriente alterna representa la principal opción para la evacuación de la energía eléctrica en los parques eólicos *offshore*. Pero la aplicación de los cables submarinos en corriente alterna, se encuentra con la limitación de la naturaleza capacitiva que conlleva. Esto depende proporcionalmente de la longitud de cable que se trabaja y la tensión con la que se trabaje en el sistema, esto hace que se limite la potencia activa que se evacúe. Otro tema a tratar, es la compensación de la potencia reactiva, que inevitablemente se encuentra al transmitir en CA, con ello se logra que se evacúe mayor potencia activa.

Una alternativa a la transmisión en CA es hacerlo en Corriente Continua (CC). La gran ventaja de esta transmisión es que esa componente reactiva es inexistente, y se puede transmitir toda la energía eléctrica reduciendo las pérdidas. Pero para sistema de poca distancia no son viables económicamente, ya que se tiene que rectificar la señal en CA a CC y luego invertirla de CC a CA; y esto supone que se tenga que adquirir tales equipos, para hacer esas funciones y en este caso, que la distancia mayor de evacuación es de 16 km aproximadamente, por eso no es una alternativa que se escoja, ya que estos sistemas tienen sentido económico a partir de distancias de 100 km.

En este caso, se ha optado por la línea de transmisión de Corriente alterna y se escoge un cable para transportar a la costa de 170 kV, aunque la conexión que se va a hacer es a 154 kV. El cual en la siguiente tabla se detalla las especificaciones de este cable elegido.

CABLE 170 KV NEXANS SUBMARINO TRIPOLAR CU				
Sección (mm ²)	I nom (A)	R max (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	R a 90°C (Ω/km)
500 mm ²	754,7	0,068	0,14	0,049

Tabla 19. Características del Cable submarino de Nexans.

En este caso, se opta por transmitir la energía eléctrica en dos cables, dado que si por cualquier circunstancia de fallo se puede seguir evacuando energía eléctrica a la costa, además de otra razón es la de no sobrecargar la línea por aguante del cable. En las siguientes ecuaciones se observará que nivel de intensidad se tendrá que evacuar a esa tensión:

$$I_{parque} = \frac{240000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 154 \text{ kV} \cdot 0,9} = 999,74 \text{ A}$$

Con lo explicado anteriormente se refleja de una forma más clara, que si se transmite con un solo cable no aguantaría. Por eso se toma la decisión de transportar con dos cables, ya que se reduce la intensidad por cada cable a la mitad.

$$I_{línea} = \frac{I_{parque}}{2} = 499,87 \text{ A}$$

De esta forma por cada línea conducirá ese nivel de intensidad, que es aceptable en este caso, y por seguridad se evita los problemas antes mencionados.

Una vez definido el cable a utilizar, se dispone a hacer los cálculos pertinentes para determinar la caída de tensión por el cable.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I \cdot (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

Siendo:

ΔU = pérdidas por caída de tensión en V.

l = longitud del cable en km hasta la costa.

I = corriente de salida de la subestación.

R = resistencia del cable en Ω/km .

X =Inductancia del cable a 50 Hz en Ω/km .

ϕ = es el ángulo que forma la tensión y la corriente.

Y para el cálculo de pérdidas en el cable.

$$P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2$$

Siendo:

R = resistencia del cable en Ω/km .

l = longitud del cable en km.

I = corriente del aerogenerador en A.

DATOS CIRCUITO ST a costa			Sección cable	Parámetros cable					Pérdidas a Pmax
TRAMO	L(m)	I max (A)	S (mm2)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	R a 90 C (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)
Línea 1	16990	499,87	500	0,068	0,133	0,049	1098,65	0,71	624058,77
Línea 2	16990	499,87	500	0,068	0,133	0,049	1098,72	0,71	624095,50

Tabla 20. Cálculo del cableado de AT submarino.

Como se muestra en la tabla se ha realizado las pérdidas por efecto Joule y por caída de tensión, resultado esos valores. En lo que se analiza que:

- ΔU tensión en la línea 1 y 2: 0,71% < 3% → Cumple.

Cable subterráneo terrestre

Una vez que se ha dimensionado el cable submarino para llevar la energía eléctrica a la costa, se tiene que hacer ahora hasta el Punto de Conexión Común, para de esta forma evacuar la energía eléctrica. Como se ha dicho se conectará a 154 kV, debido a que en Sendai tiene una subestación para conectarse a esa tensión, así se evacúa la energía eléctrica generada por el parque. La estación se llama Higashi Sendai y está ubicada aproximadamente a 9,1 km de la costa. En la siguiente figura se marca en un círculo rojo cuál es nuestra subestación. La subestación, como se ha dicho antes, la opera Tohoku Electric Power co.

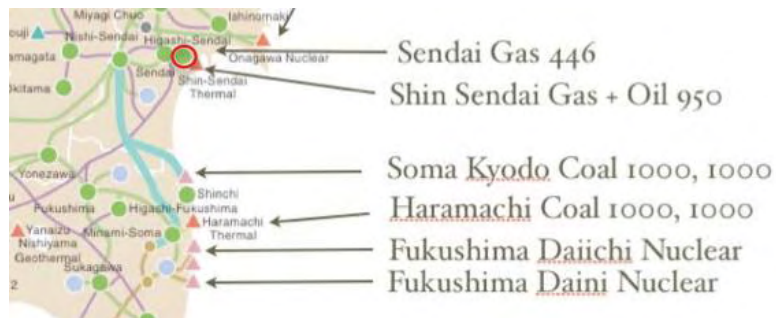


Figura 92. Punto de Conexión Común (Fuente: Tohoku Electric Power co.)

En la Figura 92, se muestra la ruta de cableado que llevará el cable terrestre desde la costa hasta la subestación. Con el fin de minimizar el recorrido del cable, se ha elegido esa ruta como la más óptima.

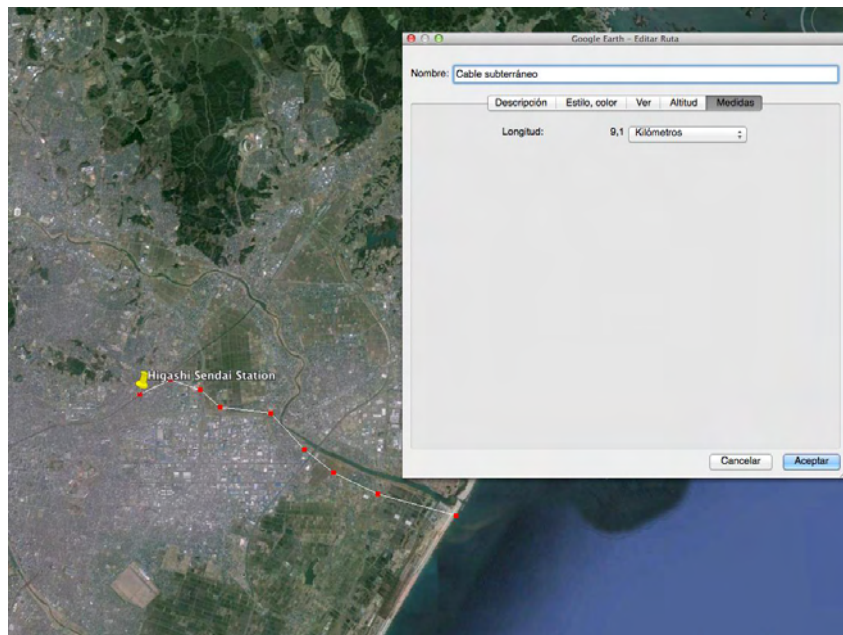


Figura 93. Ruta del cable subterráneo terrestre (Fuente: Google Earth).

Una vez que se obtiene la distancia del recorrido del cable terrestre, se define a continuación que tipo de cable se va a utilizar un cable de 127/220 kV de un solo núcleo, y está compuesto de polietileno reticulado (XLPE), será un cable de aluminio y de sección de 630 mm². En la siguiente tabla se adjunta los parámetros a tener en cuenta.

CABLE 127/220 KV PRYSMIAN TERRESTRE AL			
Sección (mm ²)	I nom (A)	R max (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)
630 mm ²	669	0,062	0,173

Figura 94. Parámetros del cable terrestre.

Como se ha dicho se va a tener que hacer dos líneas para asegurar que el cable aguante debido a la intensidad que circula por el cable que será $I_{parque} = 999,74 A$ a la tensión de 154 kV y tendremos dos líneas para dividir la corriente en cada una. Con lo que se escogerá para una línea tres cables monopoles en tresbolillo, dado que se está transmitiendo en trifásica.

Una vez definido el cable a utilizar se dispone a hacer los cálculos pertinentes para determinar el cálculo de pérdidas por caída de tensión.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I \cdot (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

Siendo:

ΔU = pérdidas por caída de tensión en V.

l = longitud del cable en km hasta la costa.

I = corriente de salida de la subestación.

R = resistencia del cable en Ω/km .

X =Inductancia del cable a 50 Hz en Ω/km .

ϕ = es el ángulo que forma la tensión y la corriente.

Y para el cálculo de pérdidas en el cable.

$$P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2$$

Siendo:

R = resistencia del cable en Ω/km .

l = longitud del cable en km.

I = corriente del aerogenerador en A.

Figura 95. Cableado de AT terrestre.

Como se muestra en la tabla se ha realizado las pérdidas por efecto Joule y por caída de tensión, resultado esos valores. En lo que se analiza que:

DATOS CIRCUITO costa a PCC			Sección cable	Parámetros cable				Pérdidas a Pmax
TRAMO	L(m)	I max (A)		S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%
Línea 1	9200	499,87	630	0,062	0,179	754,45	0,49	427578,19
Línea 2	9200	499,87	630	0,062	0,179	754,45	0,49	427578,19

- ΔU tensión en la línea 1 y 2: 0,49% < 3% → Cumple.

Compensación de Reactiva

En el propio punto de conexión a Red se colocaran sistemas de Compensación de Reactiva, fundamentalmente:

- **Shunt Reactors**, por su capacidad de gestión de grandes cantidades de reactiva.
- **STATCOMS**, por su rápida respuesta lo que permite asegurar la calidad de la energía entregada a Red dentro de los parámetros exigidos.

7.5.5. Cálculo de Pérdidas de potencia y caída de tensión

A lo largo de lo explicado anteriormente, se ha calculado las pérdidas que habrá en los transformadores, cables de MT y cables de AT. Se resumirá en las siguientes tablas las pérdidas que se han calculado con anterioridad.

Circuitos	ΔU (V)	% ΔU	P (W)	% P
Línea 1	878,49	2,66	508119,05	1,81
Línea 2	645,53	1,96	377199,81	1,35
Línea 3	490,85	1,49	273011,72	0,98
Línea 4	769,45	2,33	442922,4682	1,58
Línea 5	517,63	1,57	290496,28	1,04
Línea 6	786,75	2,38	453260,39	1,62
Línea 7	671,53	2,03	391450,997	1,40
Línea 8	907,79	2,75	526146,58	1,88

Tabla 21. Cálculo de Pérdidas y caídas de tensión de los cables de MT.

Circuitos	ΔU (V)	% ΔU	P (W)
Línea 1	1098,65	0,71	624058,77
Línea 2	1098,72	0,71	624095,50

Tabla 22. Cálculo de Pérdidas y caídas de tensión en los cables de AT submarino.

Circuitos	ΔU (V)	% ΔU	P (W)
Línea 1	754,45	0,49	427578,19
Línea 2	754,45	0,49	427578,19

Tabla 23. Cálculo de Pérdidas y caídas de tensión de los cables de AT terrestre.

Transformadores	P en carga (kW)	P en vacío (kW)
Trafo BT/MT	46,5	3,7
Trafo MT/AT	570	75

Tabla 24. Pérdidas en vacío y carga de los Trafos BT/MT y MT/AT.

Una vez que se saben todas las pérdidas, se calcula las horas equivalentes que se evacuará a la red eléctrica de Japón, es decir, restando todo este tipos de pérdidas existentes. Para ello se contará con las siguientes ecuaciones.

Pérdidas en cables de MT

$$\Delta P_{\text{cables MT}} = \sum \Delta P_{\text{líneas}}$$

$$\Delta E_{\text{cables MT}} = \Delta P_{\text{cables MT}} \cdot \text{horas equivalentes en pérdidas}$$

$$\text{horas equivalentes en pérdidas} = 0,7 \cdot \text{horas equivalentes brutas}$$

Pérdidas en cables de AT

$$\Delta P_{\text{cables AT}} = \Delta P_{\text{AT submarino}} + \Delta P_{\text{AT terrestre}}$$

$$\Delta E_{\text{cables AT}} = \Delta P_{\text{cables AT}} \cdot \text{horas equivalentes en pérdidas}$$

Pérdidas en trafos

$$\Delta E_{\text{Trafos}} = \Delta E_{\text{Trafo BT/MT}} + \Delta E_{\text{Trafo MT/AT}}$$

$$\Delta E_{\text{Trafo BT/MT}} = \Delta E_{\text{vacío BT/MT}} + \Delta E_{\text{carga BT/MT}}$$

$$\Delta E_{\text{vacío BT/MT}} = \Delta P_{\text{vacío BT/MT}} \cdot 0,95 \cdot 8760 \text{ horas}$$

$$\Delta E_{\text{carga BT/MT}} = \Delta P_{\text{carga BT/MT}} \cdot \text{horas equivalentes en pérdidas}$$

$$\Delta E_{\text{Trafo MT/AT}} = \Delta E_{\text{vacío MT/AT}} + \Delta E_{\text{carga MT/AT}}$$

$$\Delta E_{\text{vacío MT/AT}} = \Delta P_{\text{vacío MT/AT}} \cdot 0,95 \cdot 8760 \text{ horas}$$

$$\Delta E_{\text{carga MT/AT}} = \Delta P_{\text{carga MT/AT}} \cdot \text{horas equivalentes en pérdidas}$$

Una vez descritas las ecuaciones se detalla en una tabla todas las pérdidas, horas equivalentes totales, etc.

Resumen del parque eólico		
Pérdidas energía cable MT	10073,95	MWh
Pérdidas energía cable AT submarino	3853,81	MWh
Pérdidas energía cable AT terrestre	2640,46	MWh
Pérdidas energía trafo BT/MT	10462,17	MWh
Pérdidas energía trafo MT/AT	4478,33	MWh
Pérdidas totales	31508,72	MWh
Potencia nominal del parque	240	MW
Horas Equiv. Netas c/ efecto estela	4097,25	horas
Energía neta c/efecto estela	983340	MWh
Energía evacuada a la red anual	951831,28	MWh
Pérdidas eléctricas anuales (%)	3,2	%
Horas equivalentes	3966	horas

Tabla 25. Resumen general del parque eólico.

8. LOGÍSTICA

8.1. Puertos y Conexiones

En el presente capítulo se pretende estudiar cómo se realizará el montaje y transporte de los aerogeneradores y demás elementos que constituyen el parque hasta el emplazamiento final. El transporte será de tipo marítimo, con barcos jack-up hasta las coordenadas de la localización del parque. Los buques jack-up son una tipología de barcos para el montaje y transporte de los aerogeneradores en alta mar.

Un ejemplo sería el novedoso M/V Wind Server, es un buque Jack-up con capacidad de auto-elevación para servicios orientados a turbinas eólicas marinas, actualmente en construcción en las instalaciones de Nordic Yards en Rostock-Warnemünde y Wismar, Alemania. El buque fue ordenado por la compañía danesa DBB Jackup Services (DBB) en agosto de 2012, iniciándose su construcción en abril de 2013. Si todo se desarrolla según lo previsto, el buque será finalizado durante el segundo semestre de 2014.



Figura 96. Jack-up M/V Wind Server

Diseñado para proporcionar servicios de operación y mantenimiento para la industria de la energía eólica marina, el buque será fletado a Siemens Energy en virtud de un contrato por tres años firmado en mayo de 2014. Se espera que realice operaciones de servicio y mantenimiento para más de 1.200 turbinas eólicas marinas a través del norte de Europa en el año 2016.



Figura 97. Jack-Up M/v Wind Server 1

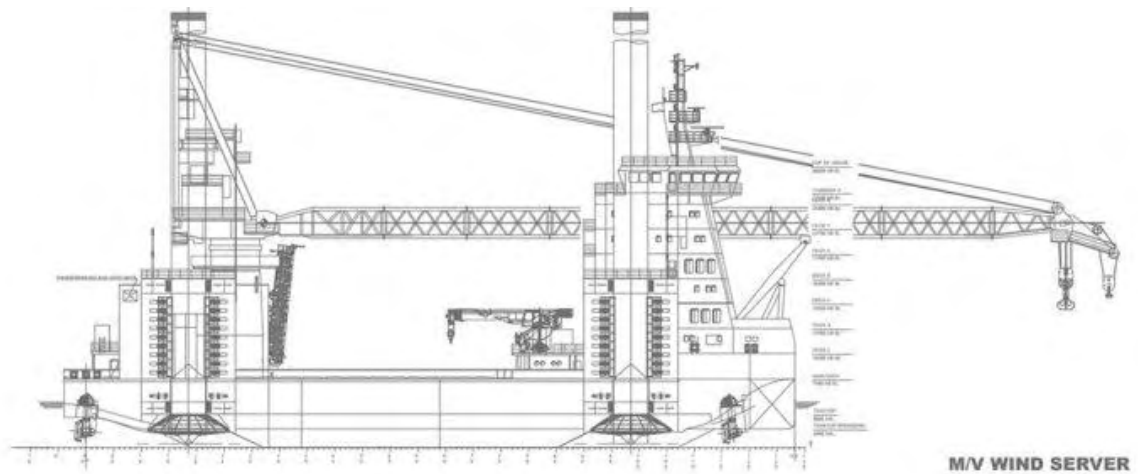


Figura 98. Jack-Up M/v Wind Server 2

El barco fue diseñado por DBB junto con los arquitectos navales daneses de OSK Ship Tech, el cual dispondrá de una eslora total de 79,6 m, una manga de trazado de 32,3 m, un puntal de 7 m y un calado máximo de 4,5 m. Su peso muerto será de aproximadamente 1.500 t con una capacidad total de carga de la cubierta de unas 4.300 t, una capacidad de arqueo bruto del buque de 6.300 t y una capacidad de tonelaje neto de 1.890 t. Asimismo, la cubierta principal del buque tendrá una superficie aproximada de 1.000 m² y contará con una capacidad de carga de 10 t/m².

El puerto más importante de Japón es seguramente el puerto de Yokohama (Prefectura de Kanagawa), pero se encuentra a más de 300 km de nuestro emplazamiento. Por ello aparte de que disponemos de más puertos en la costa este como el de Onohama (Iwaki), Soma (Fukushima) se decide escoger el puerto de Sendai por proximidad a nuestro site y por cumplir con las características adecuadas.

8.1.1. Prefectura de Miyagi. Conexiones y puerto de Sendai

El puerto de Sendai resultó gravemente afectado por el terremoto y desastre de la central de Fukushima en 2011. El puerto quedó prácticamente destruido y a día de hoy esta completamente rehabilitado gracias a las labores de construcción y mantenimiento.



Figura 99. Puerto de Sendai tras el terremoto

Sendai se encuentra a escasos 80 km de Fukushima y se encuentra totalmente integrada en la red de alta velocidad de transporte y distribución de Japón. Está convenientemente cercana a Tokio, la capital, y cuenta con infraestructuras que permiten numerosas actividades de negocios ya sea por mar o aire.



Figura 100. Red de conexión costa este

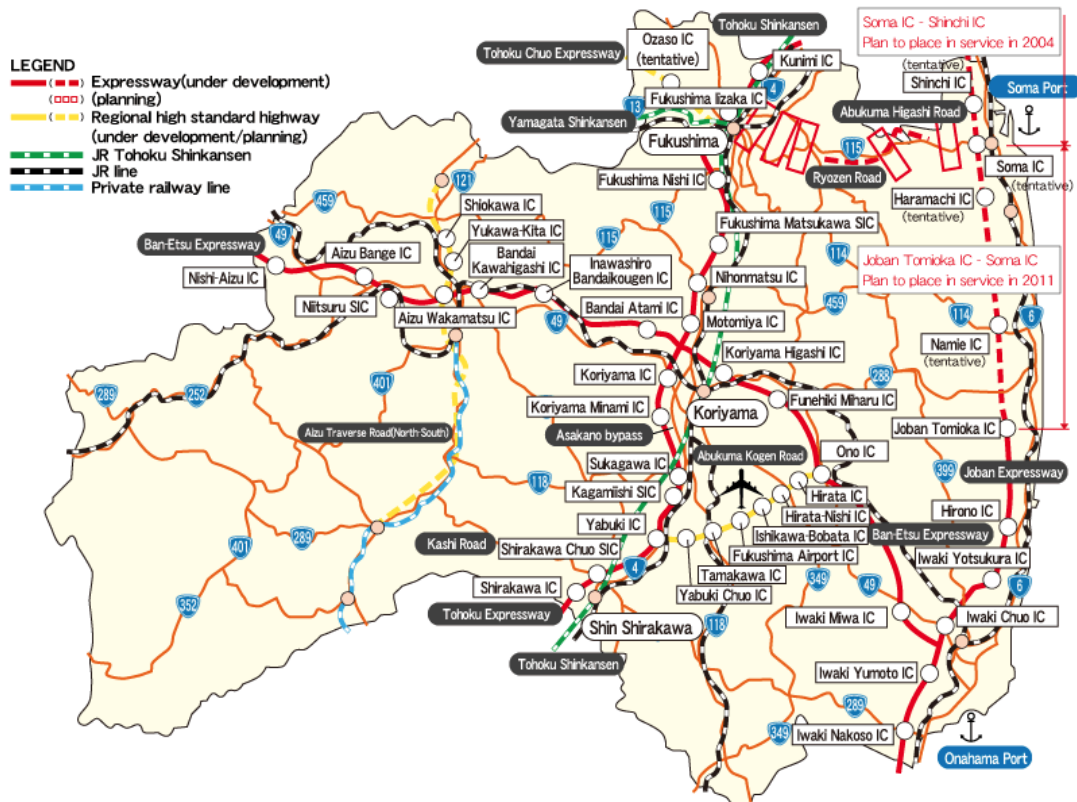


Figura 101. Red de Transporte alta velocidad costa este nipona

Además cuenta con conexión directa con los principales aeropuertos del país que son internacionales y permiten el transporte con Shanghai (China) y Seúl (Korea) y trenes.



Figura 103. Conexión Aeropuertos

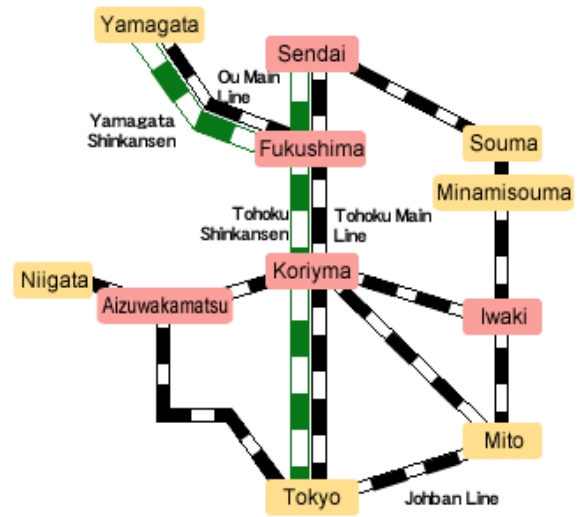


Figura 102. Conexión trenes Tokio-Sendai

Respecto al puerto de Sendai cumple con las características mínimas deseadas para el correcto desarrollo de un parque eólico offshore:

- Tener 7 metros de profundidad de agua en marea baja.
- Disponer de 137 metros mínimo de atraque.
- Estar habilitado con 40 metros de apertura en el canal del puerto.
- No tener ninguna limitación de altura en el puerto.



Figura 104. Puerto de Sendai

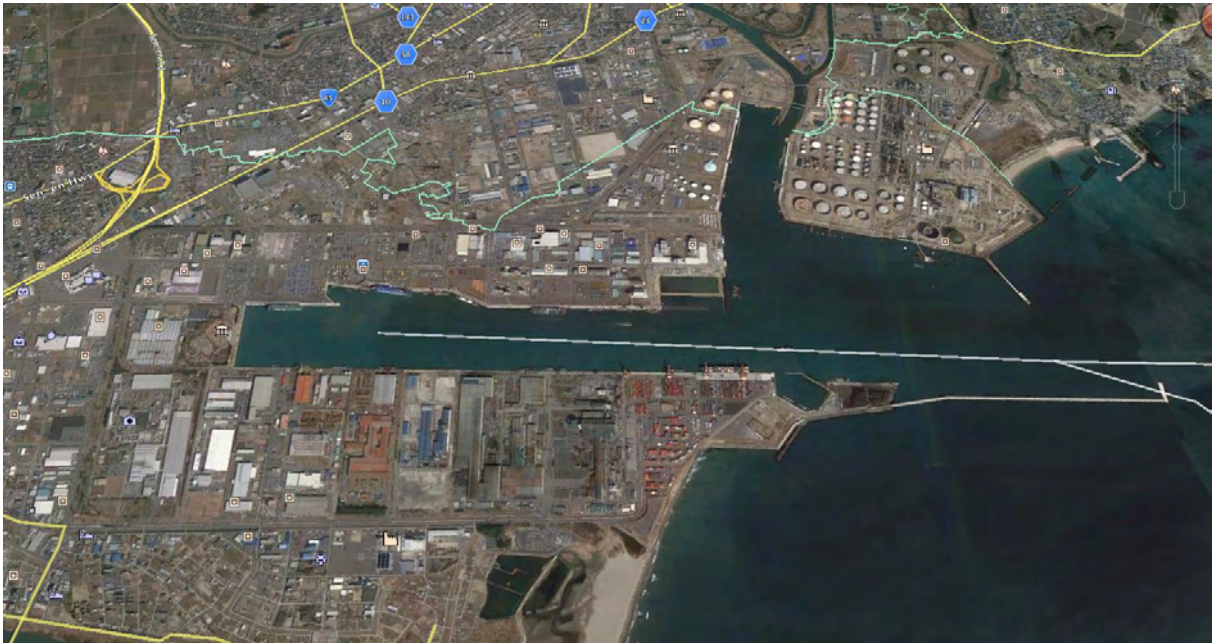


Figura 105. Ruta salida puerto de Sendai

Nuestro parque se encontraría a 15-20 km en perpendicular a la costa desde el puerto de Sendai, por ello la logística en este puerto es de suma importancia y dada su cercanía a nuestro emplazamiento, lo convierten en una posición estratégica.

8.2. Logística del parque eólico offshore

Actualmente la mayoría de componentes de los aerogeneradores offshore son fabricados en Europa por el fuerte crecimiento sobre todo que ha tenido la eólica offshore en el mar del norte. En nuestro caso, Siemens produce las máquinas en Dinamarca, como necesitamos 60 máquinas y en cada buque existe espacio para 6 máquinas, harán falta 10 viajes para trasladar la totalidad de los aerogeneradores.

A medida que los componentes vayan llegando al puerto, se procederá a realizar la instalación de la misma, para así evitar la congestión de piezas en el almacén de la empresa MIL Ishinomaki Endless Industry Ltd.

Si el Project management se cumple como se debiera, se hará un buen uso del tiempo y de los recursos disponibles y no se producirán cuellos de botella. El puerto de Sendai cuenta con las grúas necesarias para realizar el montaje de los componentes de los aerogeneradores en los buques de transporte.



Figura 106. Estructura en celosía para elevación de palas



Figura 107. Grúas trasportando torres.

9. CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN

En este apartado, se pretende detallar la secuencia a seguir para la instalación de las piezas en el parque. Una parte fundamental en este proceso y la primera a ejecutar es el transporte de los componentes a la zona de acción. Como se ha establecido anteriormente en este estudio, las máquinas y palas y demás piezas mecánicas serán llevadas desde el almacén en el puerto hasta el emplazamiento. Los monopilotes y piezas de transición serán llevados desde el área de fabricación hasta el puerto más cercano, y ahí montadas en un buque de carga ayudado por un remolcador.

9.1. Instalación de monopilote y pieza de transición

A continuación, se explica el proceso de transporte e instalación de los monopilotes y piezas de transición, seguido por imágenes descriptivas.

- Primero se deben cargar los monopilotes con grúas en el puerto y ser depositadas en los buques.
- Luego son transportadas estas piezas hasta la zona de acción.
- Aquí se utiliza el método Jack-up para el izado de los pilotes.
- También se utiliza un gripper, cuya función es dar estabilidad al pilote actuando como abrazadera.
- Posteriormente, es necesario tener el pilote en posición vertical, antes de clavarlo en el fondo marino utilizando un martillo hidráulico.
- Ya situado el monopilote, el martillo se encarga de empotrarlo buscando la profundidad deseada.
- Una vez situado el monopilote, es la hora de adherir la pieza de transición.
- El proceso es el mismo, a diferencia que la pieza va adherida al monopilote y no al fondo marino.
- Después se procede a vaciar de hormigón la pieza de transición en todo su interior.
- Finalmente, una barcaza de vertidos se utilizará para colocar piedras alrededor del pilote para protegerlo de la erosión.



Figura 108. Transporte de pilotes hasta el puerto



Figura 109. Imagen de descarga en el buque



Figura 110. Izado de pilote mediante el upending



Figura 111. Colocación del gripper alrededor del monopilote



Figura 112. Colocación vertical del pilote previo al stabbing



Figura 113. Colocación del martillo hidráulico



Figura 114. Monopilotes instalados



Figura 115. Transporte de la pieza de transición



Figura 116. Colocación de la pieza de transición sobre el monopilote



Figura 117. Pieza de transición instalada

El número total de monopilotes a instalar en este parque es de 62, 60 para los aerogeneradores y 2 más para la subestación marina.

9.2. Instalación de la turbina

Como se comentó anteriormente, el proveedor de los aerogeneradores hará entrega en el Puerto de Sendai, donde estos serán almacenados para luego ser transportados hasta el emplazamiento del parque. Las piezas que componen esta parte son la nacelle y el buje, previamente montado por el fabricante, las palas y la torre. Los buques de transporte serán cargados en el puerto para construir entre 6 y 7 aerogeneradores por cada buque.

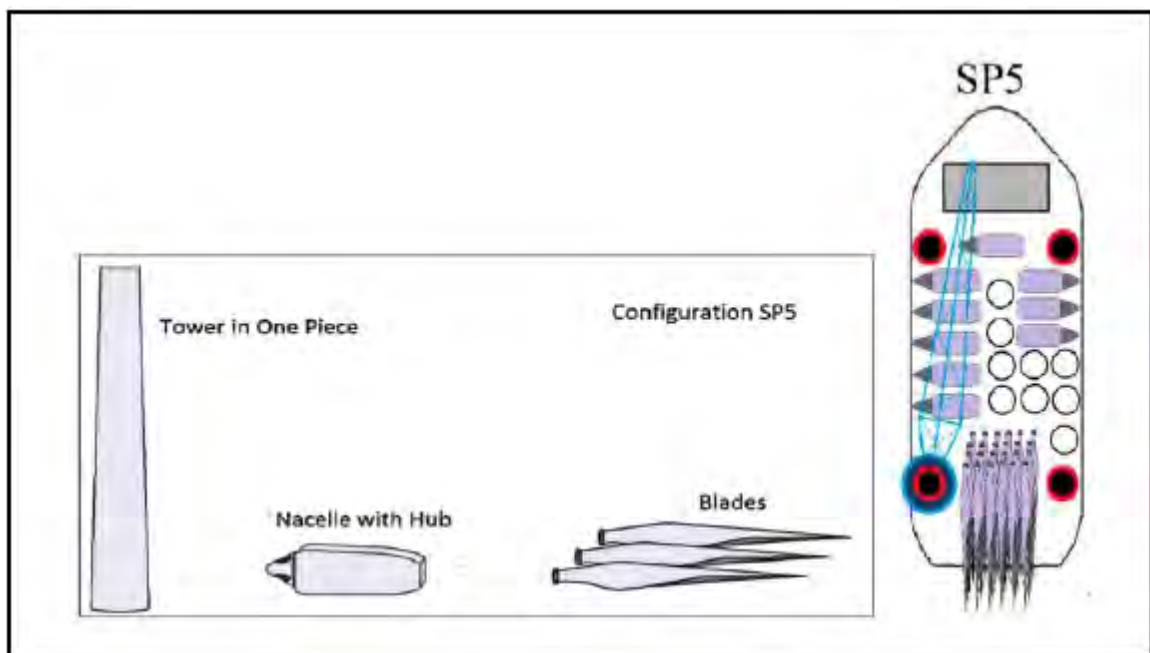


Figura 118. Distribución de las partes del aerogenerador

El proceso de instalación de los aerogeneradores es bastante similar a la instalación del pilote, en cuanto a logística de transporte se refiere. Se necesitan 2 embarcaciones Jack-up en la zona de acción, durante el tiempo que dure la instalación, mientras que los buques de transporte permanecerán haciendo viajes entre el puerto y el emplazamiento del proyecto.

La grúa que está en el buque, colocará la torre sobre la pieza de transición, luego se elevará el buje con la nacelle, asegurándola en la parte superior de la torre. Posteriormente, se irán instalando cada una de las palas al buje.

Este proceso dura aproximadamente 1 día por aerogenerador, teniendo en cuenta que se deben montar 60 turbinas, con un número aproximado de 15 a 18 viajes entre el puerto y la zona de acción, y que la instalación de los aerogeneradores se hará con monopilotes, se prevé una duración de 6 meses, con posibles demoras por el mal tiempo.



Figura 119. Transporte de los componentes a la zona de acción



Figura 120. Instalación del buje y la nacelle sobre la torre



Figura 121. Instalación de las palas sobre el buje



Figura 122. Aspecto final de las turbinas

10. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En todos los parques eólicos, es necesario llevar a cabo diversas tareas de mantenimiento a lo largo de toda su vida útil, que resultan fundamentales para poder maximizar sus horas de operación. Esto es aún más importante, si cabe, en los parques eólicos marinos, en los que las horas de indisponibilidad llevan consigo cuantiosas pérdidas.

El nivel de accesibilidad de un parque offshore delimita, en parte, su disponibilidad; luego, debe de planearse con detalle, y si fuera posible, deberían realizarse simulaciones al respecto. Cada proyecto debe de caracterizarse bien, para poder determinar así los medios óptimos (técnicos y humanos) en función de las condiciones meteorológicas habituales, distancias a puertos más cercanos, necesidades durante las operaciones de mantenimiento (dimensiones, pesos, personal específico), tasa de fallo de los componentes de la instalación, costes por indisponibilidad, reparaciones, etc. u otras características importantes.

Por tanto, resulta imprescindible identificar aquellos puertos desde los que es viable operar. Con este fin, es necesario analizar la distancia que hay desde el parque eólico a los puertos más cercanos, prestando especial interés a puertos de gran envergadura, que permitan la entrada de grandes buques, para que sea posible cargar, descargar y operar con las diferentes partes del aerogenerador, así como analizar también la disponibilidad de puntos de atraque, superficies de trabajo y acopio, etc. De esta forma, interesa conocer la superficie ocupada físicamente y sus áreas de influencia en la actualidad, así como las que podrían llegar a ocupar en un futuro. A continuación, se mencionan las principales características de los dos puertos más cercanos a los emplazamientos del parque eólico offshore que se proyecta y que podrían satisfacer las necesidades de instalación y mantenimiento del proyecto. Sin embargo, el estudio detallado de las características técnicas de las diferentes dársenas de los puertos no es objeto de estudio del presente proyecto.

Como ya se ha dicho anteriormente, las horas de indisponibilidad de un parque eólico tienen un efecto directo sobre la rentabilidad del mismo. Por ello, es indispensable que las tareas de mantenimiento sean de calidad y se lleven a cabo con la frecuencia adecuada.

Existen tres tipos de mantenimiento: preventivo, predictivo y correctivo. Todos ellos, de suma importancia.

10.1 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento de tipo preventivo consiste en la inspección de equipos y la detección de fallos en su fase inicial, mediante la programación de inspecciones periódicas, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, etc.

El diseño de un plan de mantenimiento preventivo requiere, en primer lugar, valorar el alcance del plan y si el mantenimiento se hará con personal propio, externo o mixto. Eso varía en función, básicamente de la estructura de la empresa y de los recursos de que dispone.

Estos son los puntos básicos a tener en cuenta para hacer el plan de mantenimiento de una máquina o de todo un centro de trabajo:

- Relación de maquinaria, diferenciada por zonas o secciones.
- Recopilación, revisión y análisis de los manuales de mantenimiento de los equipos.
- Confección de fichas de mantenimiento, con anotación de los puntos de revisión y la periodicidad de los controles.
- Previsión de recambios.
- Dotación de los recursos humanos, en función de la estructura de la empresa y su productividad.
- Actuación por puntos críticos.
- Revisión y actualización.

10.2 Mantenimiento predictivo

En segundo lugar, el mantenimiento predictivo se basa fundamentalmente en detectar un fallo antes de que éste suceda, reduciendo los tiempos de parada y permitiendo planificar la reparación sin detener la producción (por ejemplo, en un día sin viento). Las tareas de mantenimiento predictivo pasan por realizar el análisis de vibraciones, termografías de esfuerzos, análisis de endoscopia, análisis de ruidos, etc.

Hasta el momento, en la mayoría de los parques eólicos se ha venido aplicando mantenimiento preventivo, pues los costes de los medios para realizar mantenimiento predictivo han sido altos en relación a los riesgos que cubrían y además provenían de otras industrias y no estaban adaptados a las particularidades de la eólica.

Pero, actualmente, estos medios son más fiables y cubren a menor coste (parques de menos aerogeneradores) unos riesgos de mayor valor (aerogeneradores de gran potencia).

El escenario actual favorece la implantación del mantenimiento predictivo en los próximos años, si es así puede que esta implantación se aplique retroactivamente a parques ya en funcionamiento.

En el caso que se proyecta, parque eólicos offshore, esta situación será aún más acusada debido a que los costes de mantenimiento serán más elevados que en onshore, por las dificultades de intervención en los aerogeneradores por:

- Su lejanía a la costa (varias decenas de km; en algunos proyectos a cientos de km)
- A los largos periodos (varias semanas) de acceso prohibido por causa de temporales meteorológicos
- A la escasez de medios disponibles (plataformas de mantenimiento offshore equivalentes a las grandes grúas de tierra)

10.2.1. Sistematización del mantenimiento predictivo

- Monitorización continua de todos los componentes
- Realización de campañas de medidas con cámara termográfica
- Análisis de vibraciones
- Análisis de aceite y ferrogarrías

- Sensores para análisis de temperaturas en rodamientos y sistema de lubricación
- Inspecciones visuales en engranajes de la multiplicadora para evitar micropitting
- Inspecciones visuales en las palas
- Realización de campañas de medida con acelerómetros
- Diseño de herramientas para análisis de alarmas y establecimiento de acciones concretas en función de resultados

10.2.2. Inspecciones

Las inspecciones se realizan en el propio aerogenerador. En ellas, se comprueba el estado de los componentes.

Proporcionan la información más fiable del estado real del aerogenerador. Pero consumen muchos recursos humanos. Además, su realización suele implicar la parada del aerogenerador.

La mayor parte de la información es cualitativa lo que dificulta los estudios de tendencias.

Por tanto, son de aplicación: Para seguimiento de deterioro de componentes que evolucionan lentamente (el aumento del deterioro es pequeño durante el periodo entre inspecciones).

Para comprobación de estado real del componente una vez que otros métodos (monitorización de estado o contadores de fatiga) han predicho que se ha alcanzado un nivel de deterioro significativo.

Durante los mantenimientos preventivos habituales del aerogenerador (1-2 veces al año).



Figura 123. Tipos de inspecciones

10.2.3. Condition monitoring

Además de tener identificados los modos de fallo y sus síntomas, tienen que tener definidos niveles de alarma (aviso; fallo inminente) ajustados al caso. Normalmente, han de afinarse tras un periodo de aprendizaje que será más acertado cuantos más aerogeneradores contemple.

La dependencia del comportamiento de los componentes con el nivel de carga del aerogenerador hace que los sistemas de condition monitoring tengan que tener acceso a información como la potencia, la velocidad de giro, la velocidad de viento, etc.

Producen una gran cantidad de datos. Deben organizarse en dos niveles: un nivel procesado y resumido para el personal de control del parque; un nivel ordenador pero no procesado para los analistas.

Los datos deben almacenarse para hacer estudios de tendencias y comparativas entre aerogeneradores.

Los Sistemas de CONDITION MONITORING realizan un seguimiento (monitorización) de parámetros de funcionamiento (condición) del aerogenerador para ante la evidencia de cambios en esos parámetros detectar posibles futuras averías en etapas muy iniciales.

Esta definición es muy amplia y puede englobar a la totalidad de técnicas, pero se va a adoptar el término CM para equipos comerciales autónomos compuestos de hardware (acelerómetros, galgas, contadores de partículas, tarjetas de adquisición...) y software propio.

- Principales tecnologías de Condition Monitoring disponibles actualmente en eólica: Análisis de vibraciones del tren de potencia.
- Contenido en partículas del aceite de la multiplicadora.
- Deformaciones en palas.

Analizador de vibraciones

Incorporados a la eólica desde otros campos industriales, donde tenían gran difusión y éxito desde la década de los 80. En eólica, encuentran dificultades a su entrada en los 90: tanto técnicas (cargas y velocidades variables, bajas frecuencias en zona rotor, múltiples frecuencias superpuestas en zona planetaria); como económicas (costes de analizadores alto frente a aerogeneradores de poca potencia y muchas unidades).

Han tenido desde entonces un gran desarrollo técnico (sobre todo promovido por las casas de seguros en Alemania) y actualmente existen analizadores específicamente desarrollados para eólica. Además, el hecho de ser los aerogeneradores actuales de mayor potencia y menos unidades, está permitiendo su difusión como una tecnología aplicada en eólica.

Su principal ventaja es su capacidad para detectar futuras averías en etapas muy tempranas (meses de anticipación).

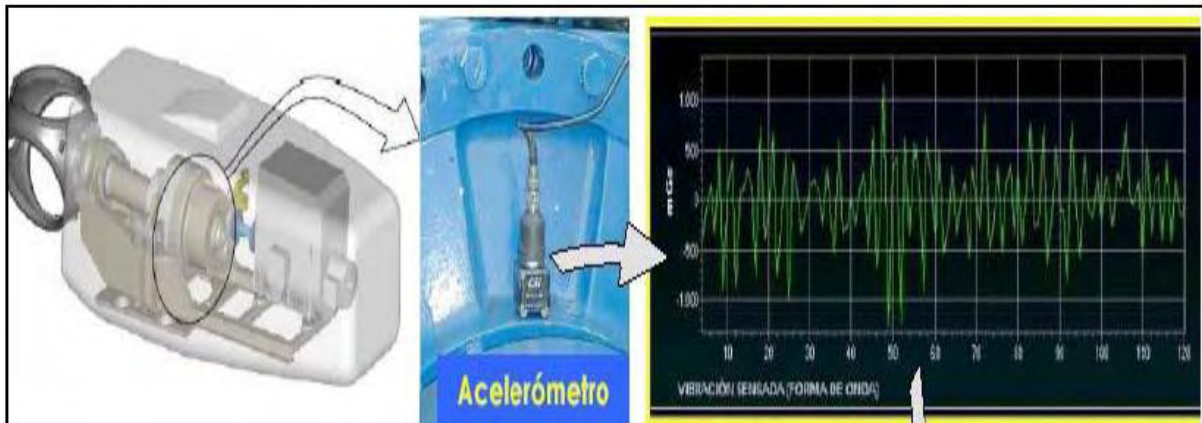


Figura 124. Análisis de vibraciones



Figura 125. Análisis de vibraciones 2

¿Periódica o continua?


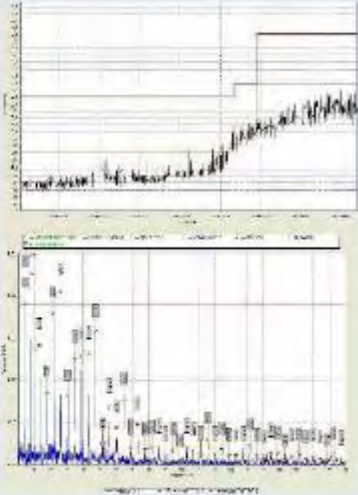
	Medición periódica	Medición continua
Coste material	Bajo, por ejemplo un registrador por cada 50 aerogeneradores	Alto, depende del proveedor y la disponibilidad de las conexiones
Coste mano de obra	Alto, puede requerir subidas adicionales	Bajo, las actuaciones pueden ser programadas en cualquier momento

Precisión	Pueden perder sucesos, difícil mostrar la tendencia y propensos a introducir errores	Alta, muestra la tendencia continuamente
Adecuación al régimen de funcionamiento de los aerogeneradores	Baja. No es posible asegurar que el día de la medición tendremos iguales condiciones de viento que otros días	Altas si el sistema capta también parámetros de funcionamiento como velocidad de giro y potencia eléctrica y permite adecuar el análisis a ellos

Tabla 26. Modelos de medición

CONDITION MONITORING. ANALIZADOR DE VIBRACIONES

- ❑ Existen 2 estándares para sistemas de análisis de vibraciones on-line: *Requirements for Condition Monitoring for Wind Turbines*, publicado por Allianz ; y *Guideline for Condition Monitoring Systems for Wind Turbines*, publicado por Germanisher Lloyds.

- ❑ Daños de fatiga en engranaje de etapa planetaria de multiplicadora de 1,5 MW. EL engranaje fue reemplazado en la propia góndola sin bajar el multiplicador. El coste de la operación fue de 7 500 €. Se evitó el fallo catastrófico de la multiplicadora.
- ❑ Por el contrario el reemplazo de una multiplicadora de 1,5 MW por fallo catastrófico suele costar entre 175 000 y 225 000 €.

Figura 126. Condition Monitoring. Analizador de vibraciones

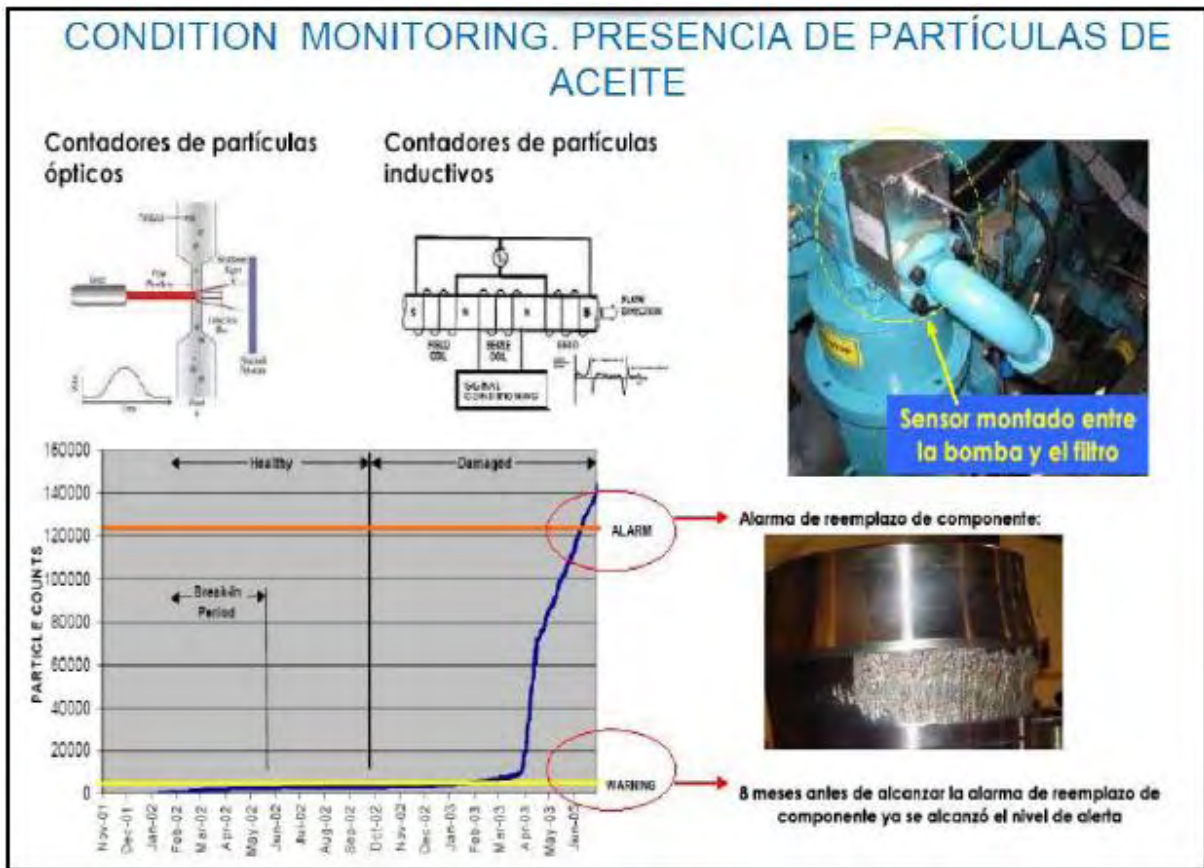


Figura 127. Condition Monitoring. Presencia de partículas de aceite

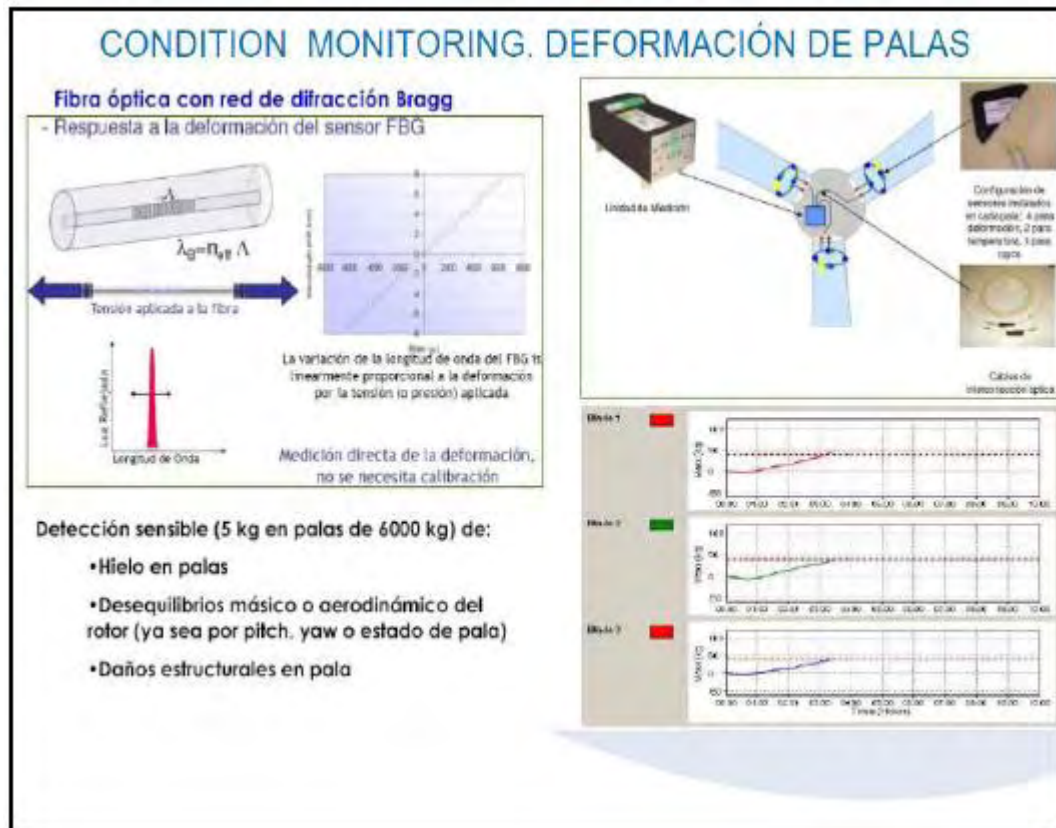


Figura 128. Condition Monitoring. Deformación de palas

10.3. Mantenimiento correctivo

Repara las averías cuando éstas se presentan. Es el adecuado en sistemas cuyas averías no entrañan grandes costes de parada ni reparación, no es el caso de los aerogeneradores.

	Ventajas	Inconvenientes
Mantenimiento correctivo	Simple, no necesita medios avanzados ni personal cualificado	Riesgo de grandes tiempos de parada Riesgo de grandes daños colaterales
Mantenimiento preventivo	Requiere de una pequeña inversión para establecer el modelo de intervención. Después es simple y no requiere ni medios avanzados ni personal cualificado	Riesgo de intervenciones muy frecuentes, con alto coste Riesgo de intervenciones muy tardías con desarrollo completo de averías, y por tanto, con iguales inconvenientes que el mantenimiento correctivo
Mantenimiento predictivo	Permite predecir con suficiente antelación cuándo se va a producir la avería de manera que se puede programar la intervención con bajos costes de medios y cortos tiempos de parada Escasos daños colaterales	Complejidad media-alta. Requiere de medios avanzados y personal cualificados que en sí mismo son un coste

Tabla 27. Ventajas e inconvenientes

Para minimizar los tiempos de parada en un parque eólico marino, resulta necesaria la implantación de un centro de gestión y operación en tierra. De esta forma, a través de una red de fibra óptica, se podrá conocer en todo momento el estado de los aerogeneradores, las subestaciones, etc. y dar la voz de alarma en caso necesario, para poder organizar los trabajos de reparación en el menor tiempo posible.

Por otro lado, en vista de realizar las tareas de mantenimiento predictivo y preventivo, es fundamental contar con un programa de mantenimiento adecuado, que planifique de forma temporal todas las tareas a realizar y que considere los materiales y medios necesarios para llevar a cabo el mantenimiento del parque: piezas de recambio, embarcaciones, helicópteros, personal especializado, zonas en el puerto habilitadas para el control, almacén, etc. De la misma forma, es conveniente tener preparado un plan de emergencia en caso de averías, reparaciones no programadas, etc. que no estén recogidas en el programa de mantenimiento rutinario. Es importante mencionar que el plan de mantenimiento preventivo que ha de hacerse debe ser mucho más exhaustivo que los realizados en parques eólicos terrestres. Esto se debe principalmente a las mayores dificultades relacionadas con la accesibilidad al emplazamiento marino.

En este sentido, la meteorología juega un papel primordial, por lo que se deben considerar las ventanas de tiempo con condiciones meteorológicas adecuadas para la ejecución de los trabajos de mantenimiento, estableciendo así un calendario adecuado para realizar las tareas de gestión preventivas y predictivas. Considerando que, a partir de una altura de ola superior a 1,5 metros, resulta complicado llevar a cabo este tipo de tareas, se procederá a realizar un estudio de la serie histórica de datos de altura de ola en el emplazamiento, de forma que se determinen los días del año más propicios para llevar a cabo las labores de mantenimiento.

10.4. Accesibilidad

Como ya se ha comentado en secciones anteriores, la accesibilidad en un parque eólico offshore tiene un papel protagonista. Existen dos tipos de acceso:

Aire

El acceso por aire se realiza a través de una “cesta” de fibra situada al final de la góndola. Este tipo de sistemas de acceso tiene una ventana de operación mayor que la de los sistemas de acceso por mar, debido a que el helicóptero no se ve afectado por las olas. Por contrapartida es un sistema de acceso mucho más caro y la capacidad de carga que posee es menor que los accesos por mar, por lo que se está dejando de utilizar.

Mar

En el parque proyectado se tratará de realizar acceso por vía marítima. Este acceso se realizará a través de zonas de atraque y escaleras situadas sobre la pieza de transición de la estructura soporte en cada caso. Será necesario colocar tubos de acero a ambos lados de la escalera como prevención ante posibles caídas y protección contra las ráfagas de viento, que también servirán para mantener la posición relativa de la embarcación mediante la sujeción de la proa. En el tramo superior de la escalera, se sustituirán los tubos laterales por una jaula metálica que aportará una mayor seguridad a la parte final de la subida a la base del aerogenerador. También se colocará una sirga de seguridad a lo largo de toda la escalera, para evitar posibles caídas y ofrecer cierta ayuda. Frecuentemente, se instalan dos sistemas de acceso a 180° para aumentar la accesibilidad a la estructura.



Figura 129. Acceso al aerogenerador por vía marítima

10.4.1. Tipos de embarcaciones

Para el acceso por mar se puede utilizar distintas embarcaciones con diferente estabilidad:

- Barcos de servicio o monohull
- Catamarán (baltec y windcats)
- SWATH

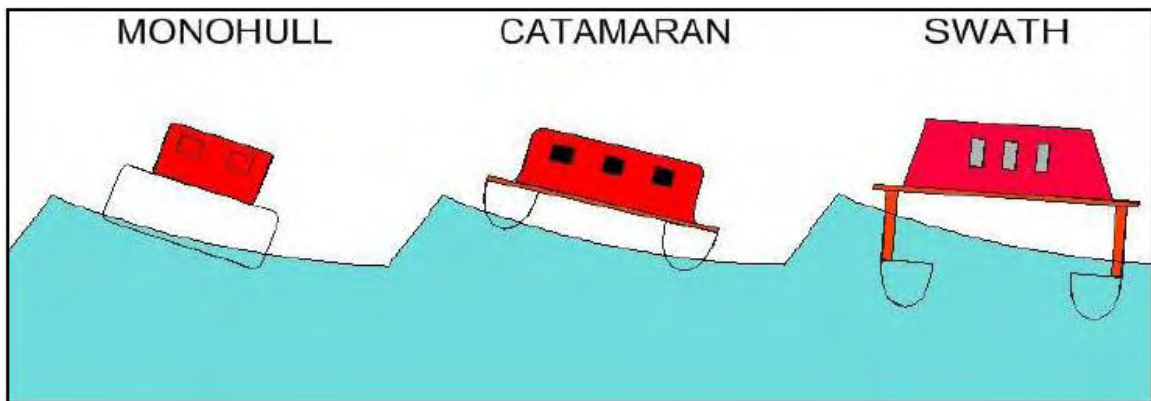


Figura 130. Diferencias de estabilidad entre las embarcaciones de acceso

Además de las diferencias en cuanto a la estabilidad, también existen diferencias en la capacidad de carga de cada una de las embarcaciones, así como en la velocidad de viento y altura de ola a la que pueden operar. En el siguiente gráfico se muestran las diferentes capacidades de carga para los distintos sistemas de acceso.

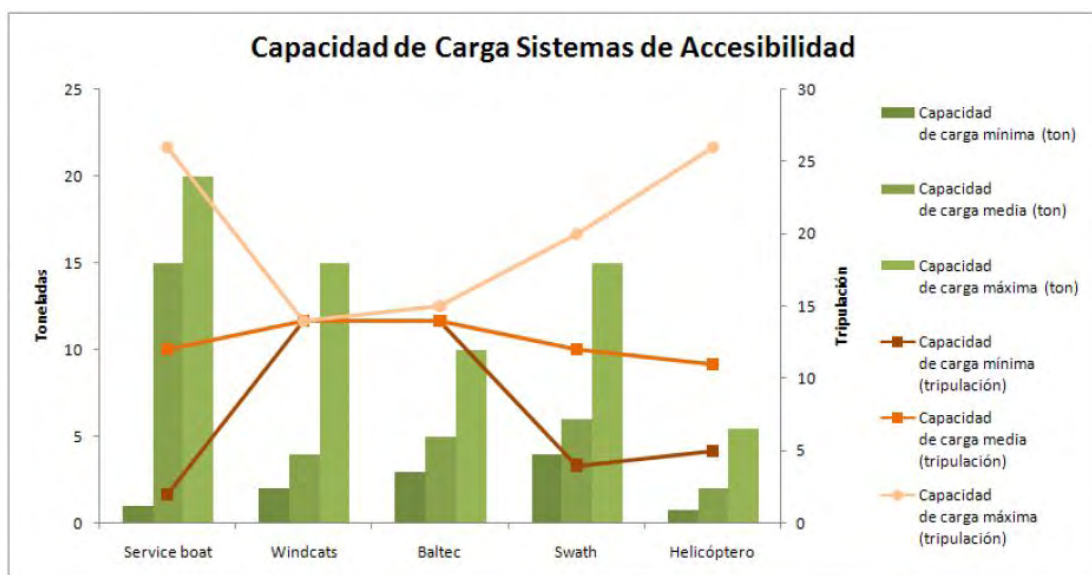


Figura 131. Capacidad de carga para los diferentes sistemas de acceso

Se puede ver como el barco de servicio es el sistema con mayor amplitud de capacidad de carga, mientras que el resto de sistemas de acceso tiene un intervalo de operación más pequeño.

A continuación, se muestran las ventanas de operación para cada barco en función de la velocidad del viento y la altura de ola y las velocidades máximas de viento a las que pueden operar.

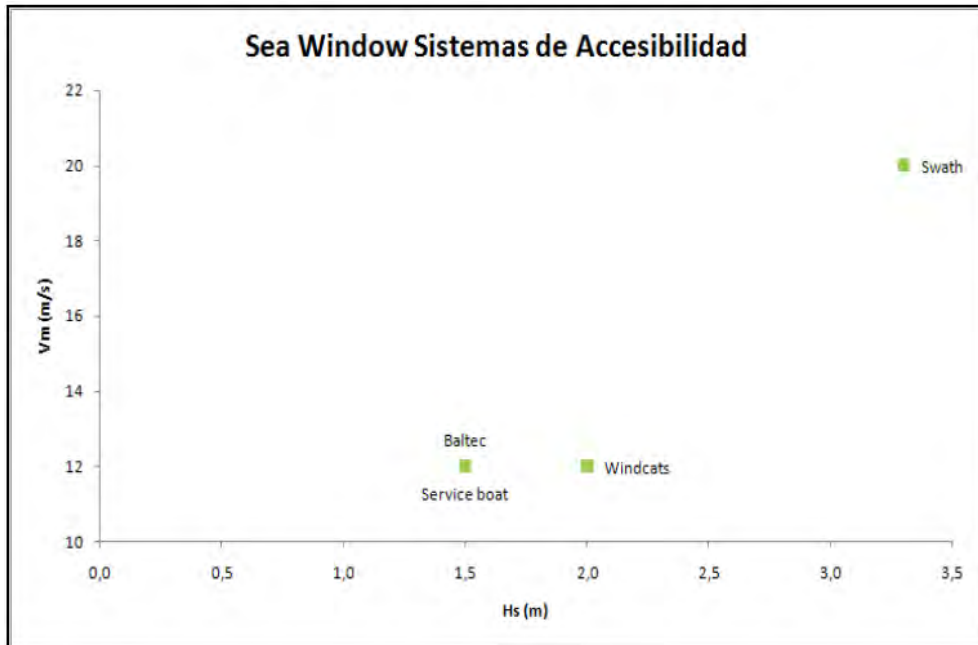


Figura 132. Ventana de operación para diferentes embarcaciones

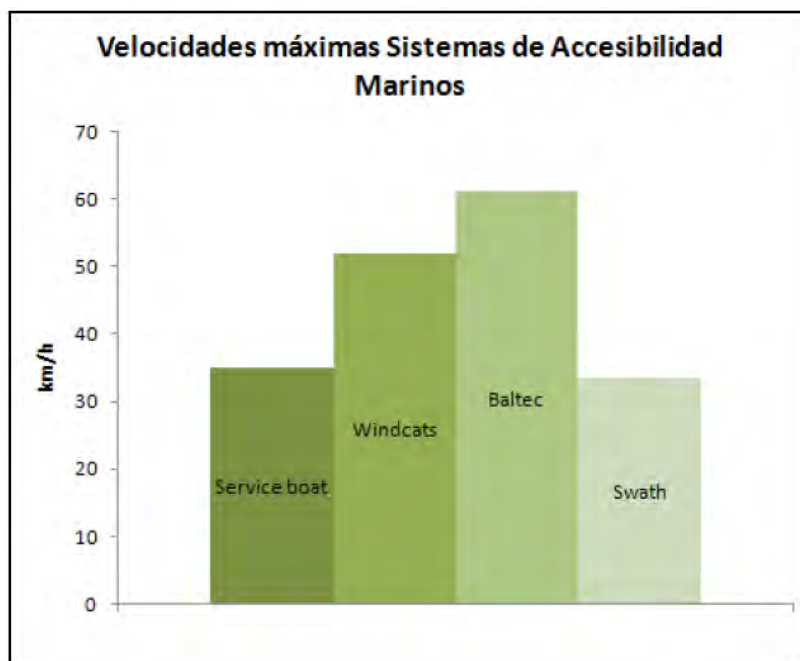


Figura 133. Velocidades máximas para diferentes embarcaciones

Se puede observar como las embarcaciones de tipo catamarán son las que soportar unas velocidades de viento máximas más altas. Sin embargo, el tipo de embarcación que aporta mayor estabilidad y una ventana de operación más amplia es el de tipo swath.

Teniendo en cuenta las características de los entornos en los que nos encontramos, se podría decir que el mantenimiento en la costa de Honshu podría, al menos en gran parte, llevarse a cabo en barcos de servicio, que resultan más accesibles y baratos.

10.4.2. Plataformas de acceso

El acceso desde la torre al aerogenerador es especialmente complicado. Existen varios tipos de plataformas de acceso, que se pueden dividir en sistemas que compensan el movimiento de la embarcación y los que no lo hacen. Entre los sistemas compensados destacan:

- Ampelmann
- OAS (Offshore Access System)
- PTS (Personnel Transfer System)
- Caley
- MOTS & SLILAD

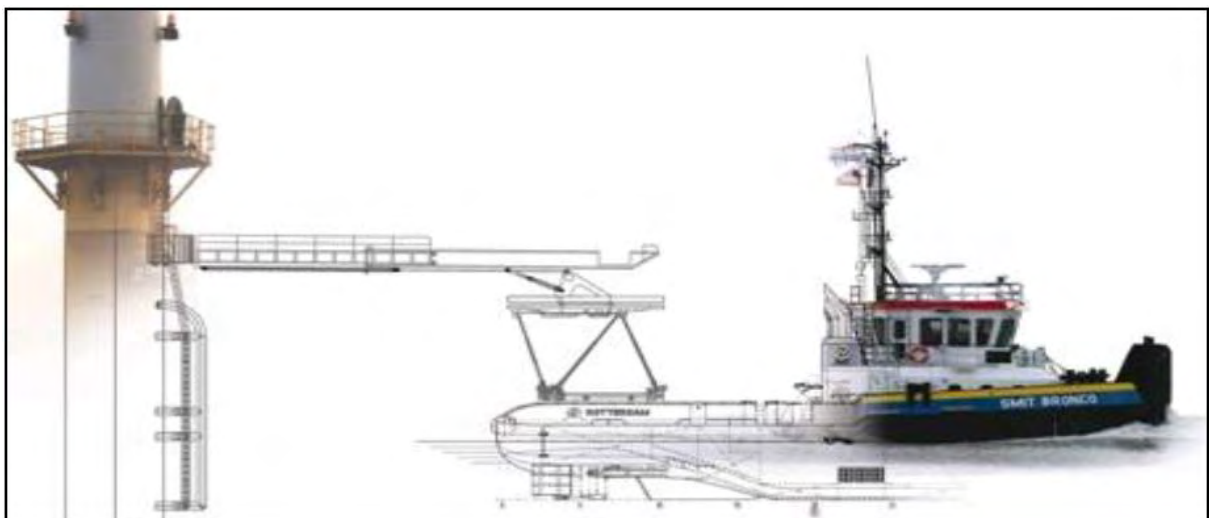


Figura 134. Esquema del sistema Ampelmann



Figura 135. Plataforma de acceso tipo Ampelmann

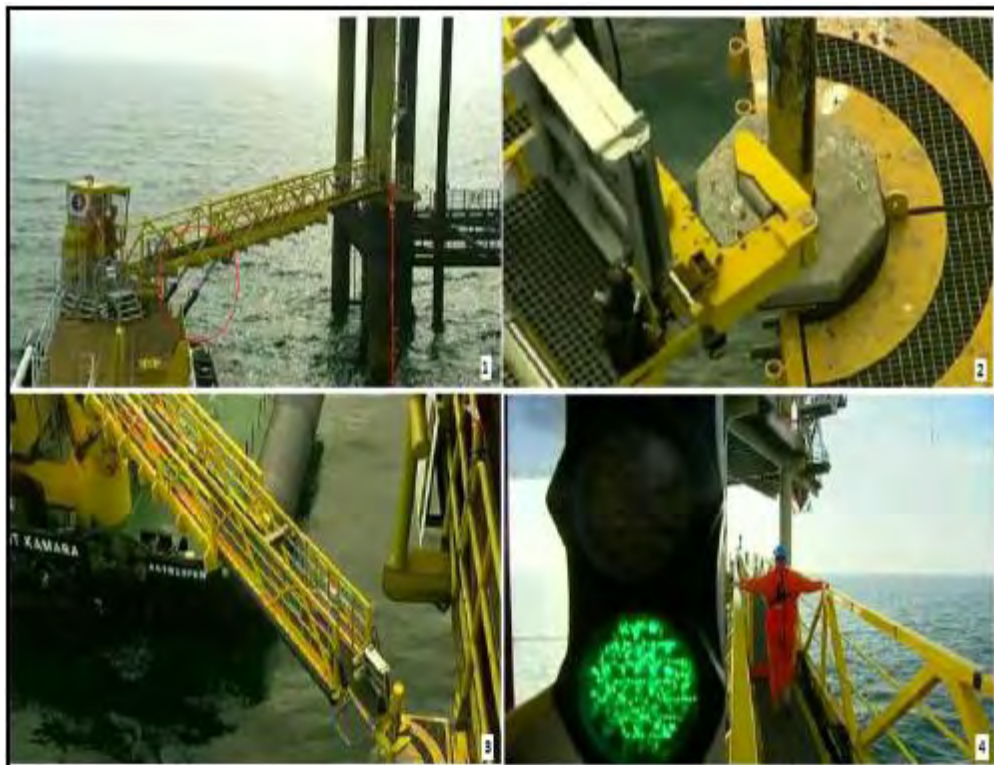


Figura 136. Sistema de acceso OAS

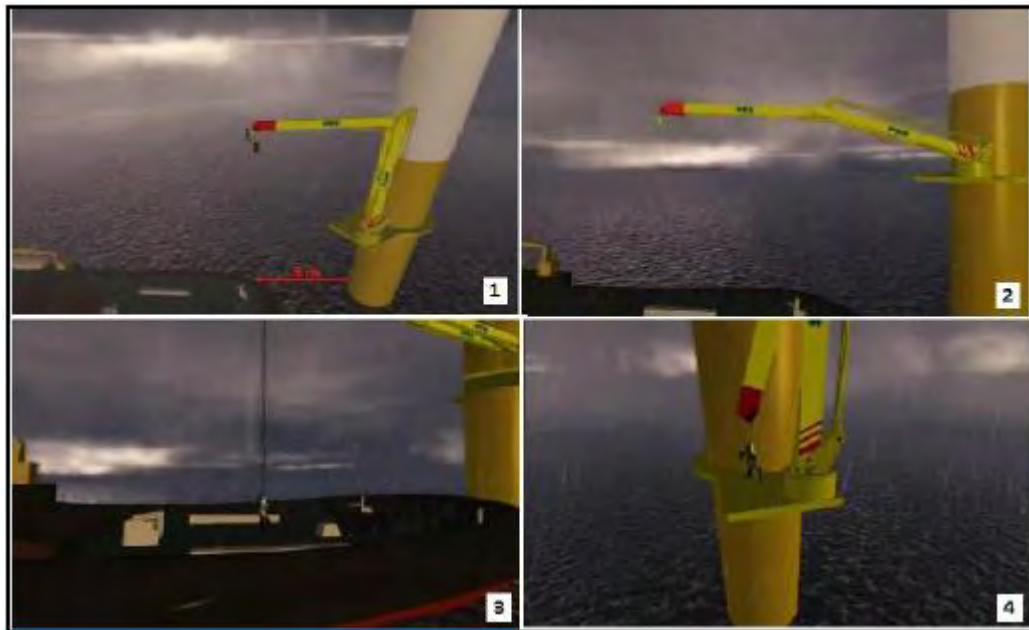


Figura 137. Sistema de acceso PTS

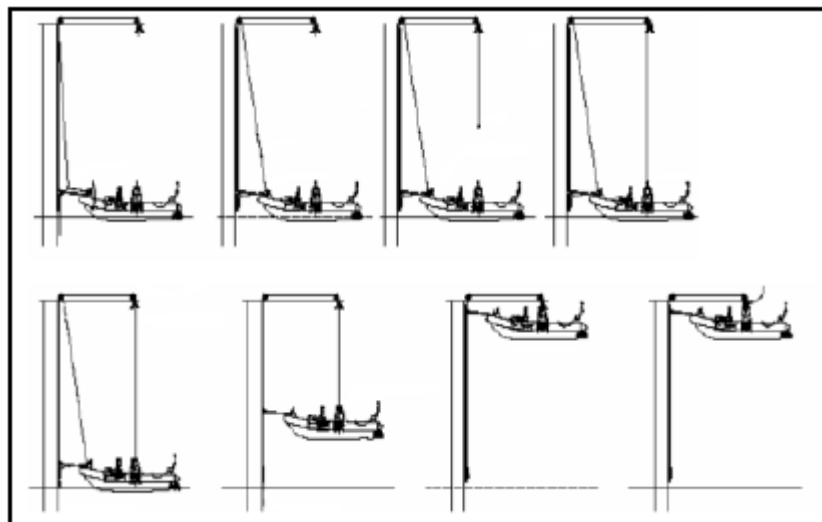


Figura 138. Sistema de acceso Caley

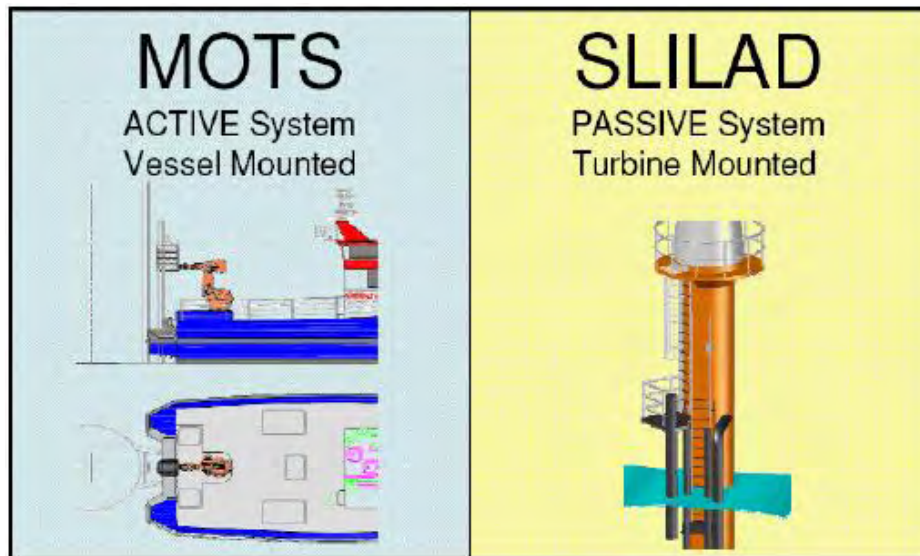


Figura 139. Sistema de acceso Mots & Slilad

Entre los sistemas no compensados destacan:

- OTS (Offshore Solutions)
- Water Bridge (IHC)
- Selstair (Viking)
- Windlift
- The Frog

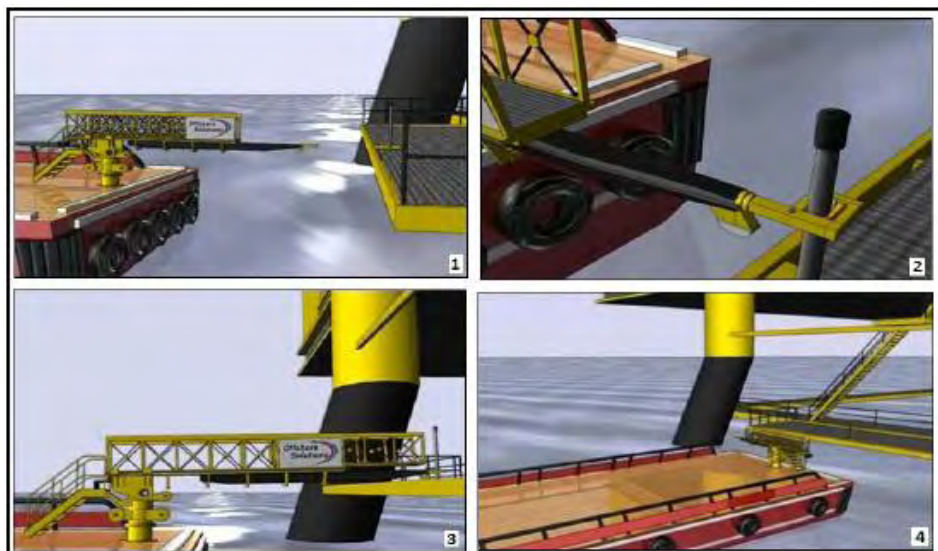


Figura 140. Sistema de acceso OTS

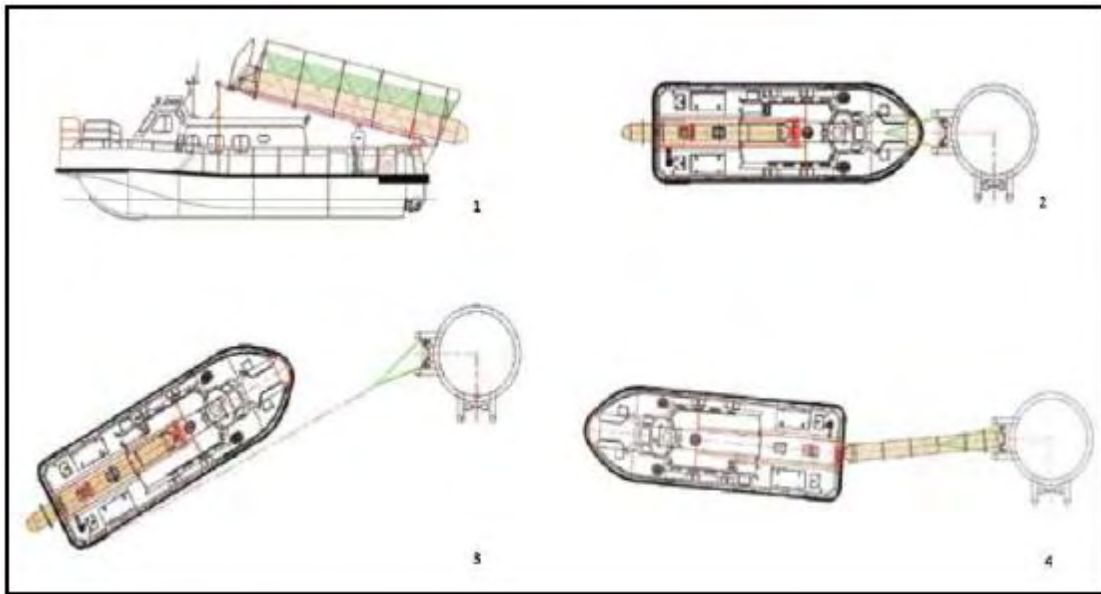


Figura 141. Sistema de acceso wáter bridge (IHC)

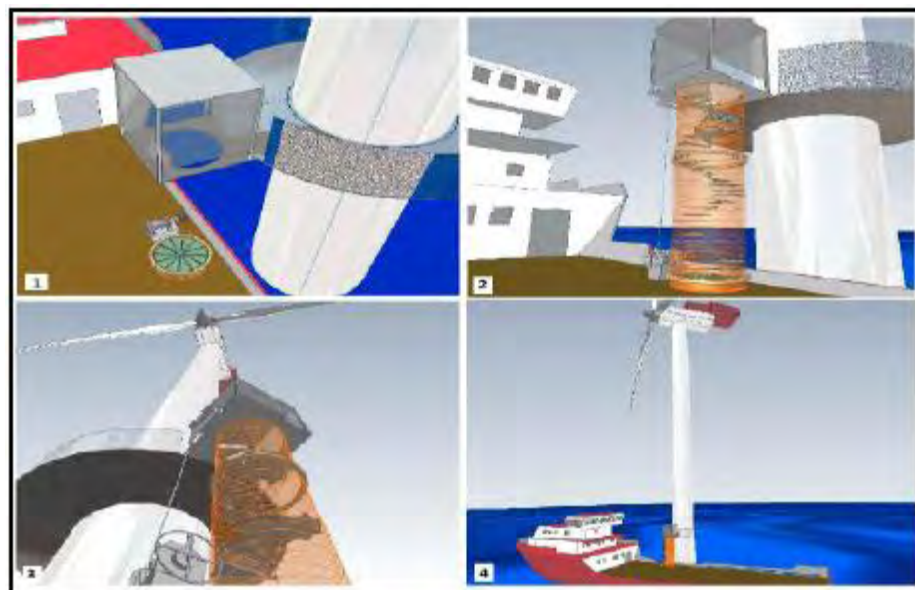


Figura 142. Sistema de acceso Selstair

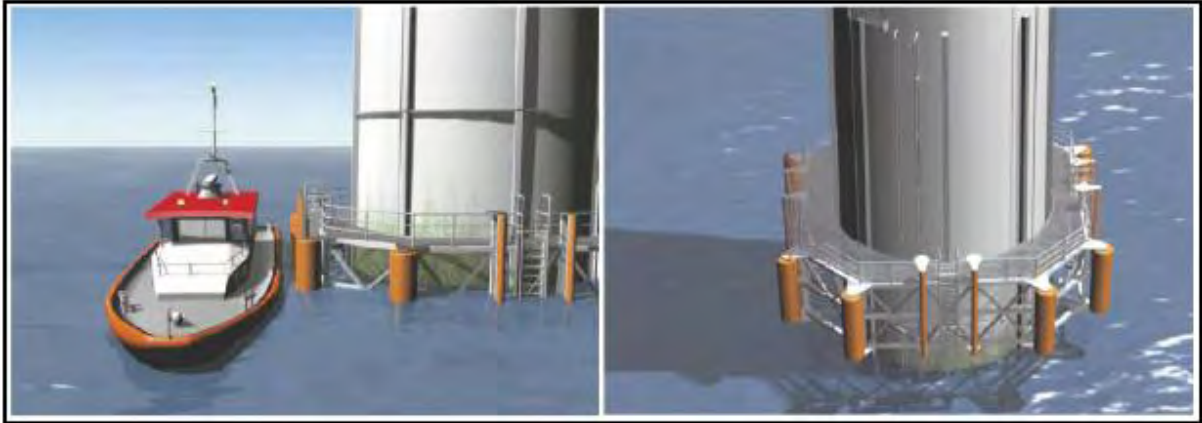


Figura 143. Sistema de acceso Windlift



Figura 144. Sistema de acceso Frog

Al igual que ocurría con las embarcaciones, cada tipo de sistema de acceso tiene una ventana de operación en función de la velocidad del viento y la altura máxima de ola. A continuación, se adjunta un gráfico que así lo muestra.

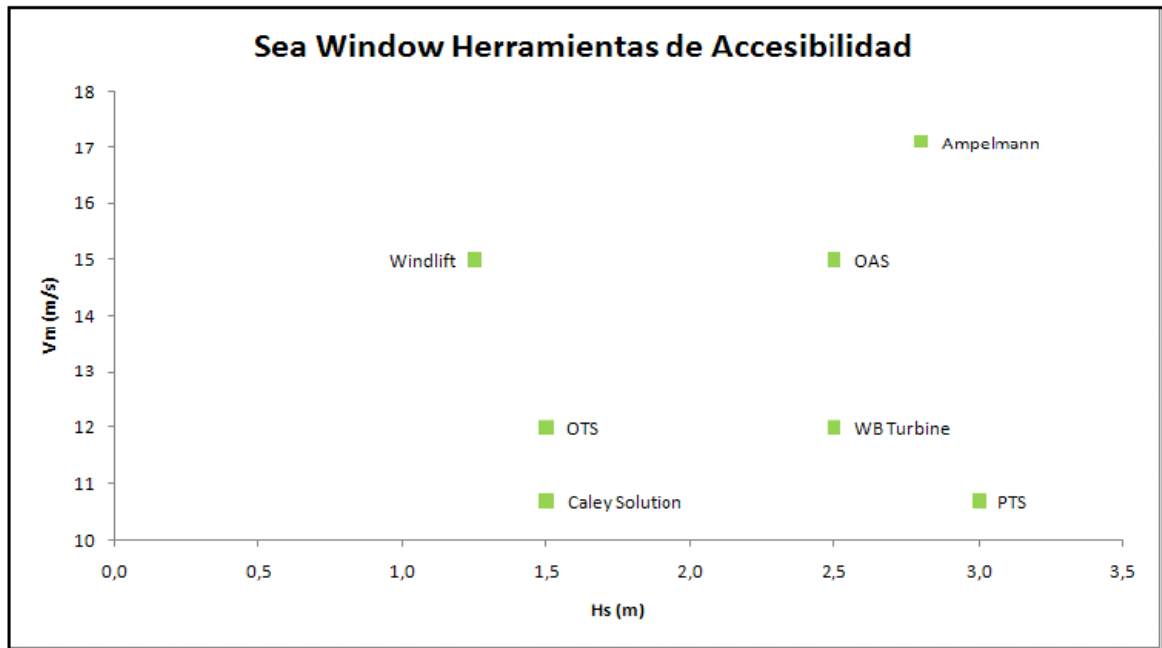


Figura 145. Ventana de operación para los sistemas de accesibilidad

Como se puede ver en el gráfico, el sistema que tiene una ventana de operación más amplia es el del tipo Ampelmann, pudiendo trabajar con hasta una velocidad de más de 17 m/s y una altura de ola de casi 3 metros.

En el siguiente gráfico se muestra la capacidad de carga para cada uno de los sistemas.

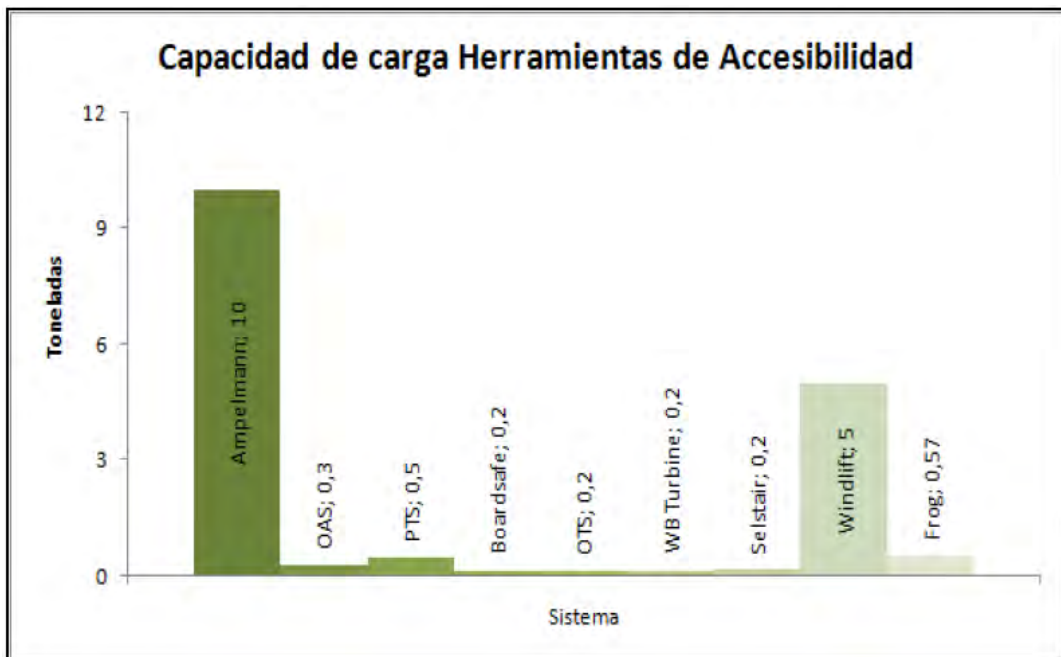


Figura 146. Capacidad de carga para sistemas de acceso

De nuevo, se puede ver cómo el tipo Ampelmann es la mejor alternativa, con una capacidad de carga muy superior a la que presentan el resto de sistemas. Se tratará de realizar el acceso al parque mediante este tipo de plataforma de acceso.

La prevención de riesgos laborales es un aspecto fundamental del trabajo y la operación en parques eólicos. El trabajo en altura, con máquinas eléctricas y otras características intrínsecas de estas instalaciones hacen que el trabajo en las mismas sea de alto peligro. A todos estos riesgos, que ya de por sí tienen los parques eólicos, hay que sumarle también el hecho de que trabajar en el mar entraña aún más dificultades, por lo que la prevención de riesgos laborales cobra todavía más relevancia.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PARQUE

Una vez estudiados los capítulos anteriores, en este capítulo se demostrará la viabilidad del proyecto y su fiabilidad a la hora de atraer inversores y reducir los riesgos existentes. Al final del capítulo se presentará un análisis de sensibilidad atendiendo a la variación de una serie de parámetros, los cuales afectan significativamente a la rentabilidad del propio proyecto.

11.1. Criterios de evaluación económicos

11.1.1. Valor Actualizado Neto (VAN)

Es el rendimiento actualizado de los flujos positivos y negativos originados por la inversión. Es decir por todos los rendimientos que esperamos obtener de la misma.

Para una tasa de actualización (r) constante, y una inversión a (n) años, siendo I el valor de la inversión y F los flujos anuales se puede escribir de la manera siguiente.

$$VAN = \frac{F_1}{1+r} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n} - I$$

Si obtenemos un valor para $VAN > 0$, el análisis nos indicará que el valor actualizado de las entradas y salidas de la inversión proporciona beneficio, expresado por dicho importe a la fecha inicial por encima del que obtendríamos considerando esa inversión a un cotes o rendimiento mínimo exigido (coste de oportunidad). Sin embargo, si el VAN resulta negativo, indicará que a esa tasa de actualización se produce una pérdida de la cuantía que exprese el VAN.

Es decir, las inversiones con VAN positivo serían interesantes y aquellas en las que el valor fuera negativo serían rechazables. Además, será útil para clasificar las inversiones en función del mayor o menos valor neto, lo que nos proporcionaría su grado de interés.

11.1.2. Tasa interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de retorno o tipo de rendimiento interno de una inversión; es decir, es aquel tipo de actualización que hace igual a cero el valor actualizado neto.

El VAN nos informa del beneficio absoluto que se va a obtener del proyecto de inversión. Así, entre varias opciones escogeremos aquella cuyo VAN sea más alto, porque será la que nos proporcionará un beneficio más elevado.

En cambio, el TIR nos informa de la rentabilidad de la inversión, por lo tanto, es un indicador relativo al capital invertido. Al escoger, lo haremos de aquella manera que nos produzca mayor beneficio por euro invertido.

11.1.3. Periodo de Recuperación

Es el periodo en el que se recupera el costo de la inversión inicial a través de los flujos de caja anuales. Es un parámetro que por sí solo no tiene mucha utilidad, pero unido al VAN y a la TIR refleja otro apunte más sobre la idoneidad de la inversión.

11.1.4. Coste medio ponderado del Capital (WACC)

Es una tasa de descuento que mide el coste del capital entendido éste como una media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos. Explicado de una manera más sencilla: es una tasa que mide el coste medio que nos ha costado nuestro activo, atendiendo a como se ha financiado ya sea capital propio o recursos de terceros.

$$WACC = K_e \times \frac{CAA}{CAA + D} + K_e \times (1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Siendo:

Ke= Tasa de costo de oportunidad de los accionistas

CAA= Capital aportado por los accionistas

D= Deuda financiera

Kd= Costo deuda financiera

T= Tasa impositiva

En nuestro caso se decide elegir el reparto de la financiación en un 70% de financiación externa y un 30% de recursos propios. Conociendo otros proyectos de renovables en Japón, sabemos que el valor para el interés exigido por la deuda bancaria es 5%

11.2. DAFO de un parque eólico offshore en Japón

En el análisis DAFO que se muestra a continuación se analizan los factores internos y externos del negocio offshore en Japón, a efectos de determinar sus Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades.

D

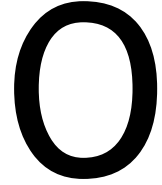
- Altos costes de instalación, actualmente prácticamente duplican los costes onshore.
 - Altos costes en operación del parque.
 - Inversión muy intensiva en capital.
 - Falta de experiencia de esta tecnología en el país Nipón.
 - No existe una legislación totalmente adaptada para la eólica offshore.
-
- Escasez de suministro de las turbinas y resto de componentes.
 - Fallar en tiempos de montaje por temporal en la costa este japonesa (tsunamis, maremotos).
 - Condiciones marinas desfavorables que dificultan el mantenimiento del parque.
 - Otras empresas competidoras que vean el mismo nicho de mercado y se hagan con una parte de participaciones en instalaciones.

A

F

- Fuerte tarifa retributiva para las renovables y en especial para la offshore que no disponen ni el resto de renovables ni las energías convencionales.
- Los aerogeneradores SIEMENS de 4MW han sido instalados en otros parques de Europa y es uno de los fabricantes más importantes a nivel global.
- Tecnología con acogida social después del desastre de Fukushima.

- Explosión del mercado offshore gracias a los nuevos programas FY que ha sacado el gobierno japonés.
- La falta de producción eléctrica debido a las paradas de las centrales nucleares que puede ser suplida por nuestro parque.
- Diversificar el mix energético en el país.
- Posibilidad de realizar más parques por la costa Este, Norte y Sur de Japón.



11.3. Análisis financiero

En Japón no existe ningún parque de estas dimensiones, si bien es cierto que tienen aproximadamente 40 MW de eólica offshore (si contamos los aerogeneradores instalados en la propia costa o en diques), y que existen muchas opciones que se construyan parques con tecnología de plataformas flotantes. Pero para disminuir costes en este sector será necesario en de cualquier manera:

- Economías de escala
- Utilización de contratos con los proveedores de turbinas que permitirá la reducción de un 20% de los costes.
- Reducción en costes de operación y mantenimiento (se requieren buques especiales para el mantenimiento de las turbinas y el acceso presenta grandes dificultades.

11.3.1. Datos del Parque Eólico Offshore

Localización	Prefectura de Fukushima / Sendai
Numero de aerogeneradores	60
Potencia unitaria	4 MW
Producción Anual	983,340 GWh
Horas equivalentes	4097,25 hr

Tabla 28. Datos de referencia del parque.

11.3.2. Costes

Un parque eólico offshore comparte los mismos elementos que un parque eólico onshore, sin embargo la diferencia de situar los aerogeneradores en el océano obliga a una reestructuración sobre el peso de cada parte en el costo total. Dicho coste total del MW instalado puede ser 3 o 4 veces mayor en offshore que en onshore.

En las cimentaciones por gravedad puede dispararse el coste considerablemente. Ello es debido al precio del transporte de todo el material, por tanto se prefieren estructuras como los monopilotes que simplifican el proceso. El coste de las cimentaciones es un 30% mayor para este caso.

La instalación de los cables, su puesta en el fondo, etc. Hablamos de un proceso completamente diferente a lo habitual en tierra firme. Se hace necesario de embarcaciones especializadas junto con un cálculo previo mucho más exigente. Además se necesitan de anclajes que eviten el movimiento de estos debido a las corrientes marinas.

El coste de conexión según diversos estudios lo sitúan en torno a 250 €/kW, aunque siempre hay que tener en cuenta la longitud del cable y el proceso utilizado.

El precio del cable se incrementa un 17-34 % en comparación con un parque eólico onshore.

Las máquinas se diseñan para unas determinadas condiciones de trabajo, en el caso de los emplazamientos marinos estamos hablando de mayores disponibilidades, más horas de funcionamiento y un medio habitualmente más agresivo, las máquinas necesitan de una robustez mayor que garantice su capacidad de trabajo frente a viento y marea. El tratamiento aislante que se le debe dar a estas máquinas implica un sobrecoste del 20%.

Otro coste importante es la planificación, los estudios previos y de medición del recurso, el estudio del terreno junto a la evaluación de impacto ambiental y el propio análisis de rentabilidad.

Un mayor número de horas de recurso implica un mayor esfuerzo de los componentes por lo que los costes asociados a la propia operación del parque se ven aumentados así como el mantenimiento que exige aparte de un personal cualificado, de maquinaria especial para el acceso a las torres, por no mencionar a los equipos submarinos para el mantenimiento de cables y bases de los aerogeneradores.

En el gráfico, se muestra el reparto de costes en un parque eólico offshore.

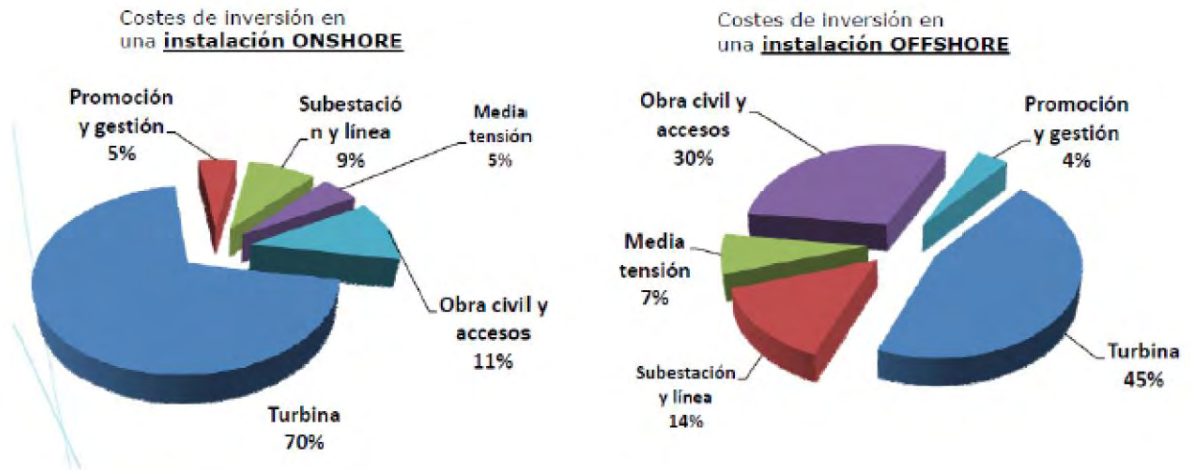


Figura 147. Comparación de costes Onshore / Offshore

Este desglose de costes difiere con el que podemos encontrar para parques eólicos en tierra, ya que en estos casos el coste del aerogenerador significa más de un 75% del coste total del proyecto (frente al 51% de un parque offshore) y la obra civil y las conexiones difícilmente superan el 20% (frente al 40% del offshore). Para nuestro caso, el desglose de la inversión total y los costes en activos fijos quedaría de la siguiente

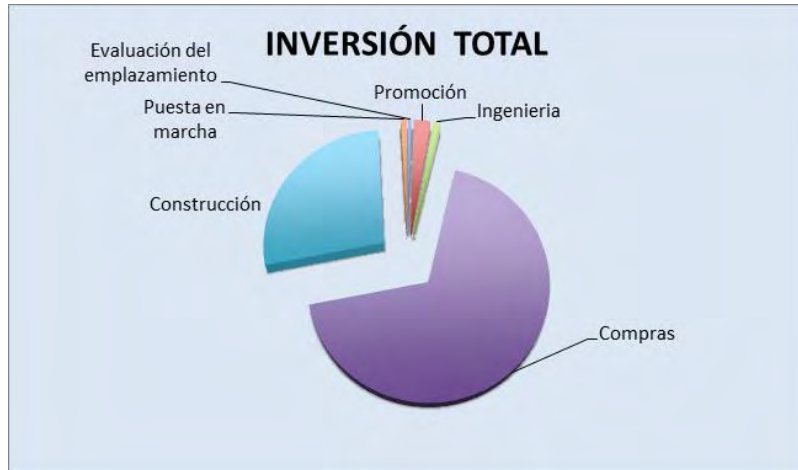


Figura 148. Inversion Total

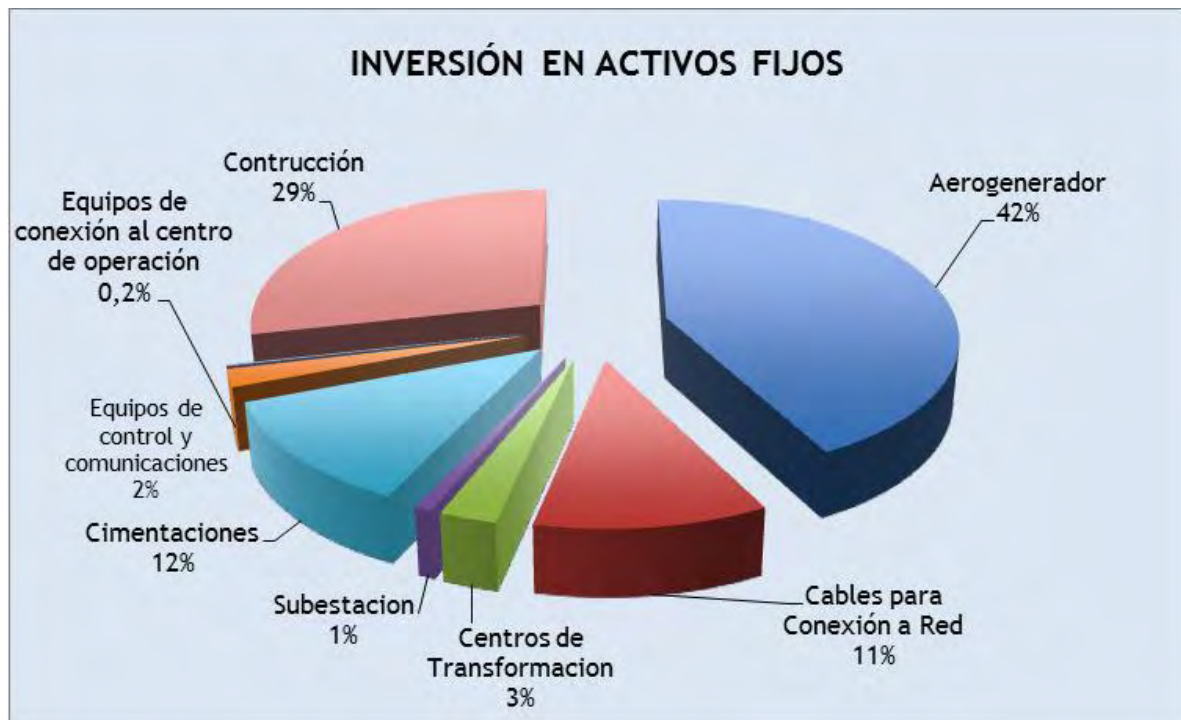


Figura 149. Inversión en activos fijos

Aquí vemos como el aerogenerador se lleva una gran parte de la inversión en activos fijos y alcanza un gran porcentaje en la tarta de activos fijos.

11.3.3. Ingresos

La energía eléctrica generada se vende a un precio establecido y fijado en el contrato de venta de energía. En Japón, para acogerse a la tarifa regulada de los 36 JPY / kWh se debe firmar con el gobierno un FiT (Feed in Tariff). El precio de venta de energía se sitúa en torno a los 260 €/MWh, este precio se mantendrá durante la duración del contrato estando sometido a una actualización anual del 0,5%.

11.3.4. Resultados

A la hora de realizar una planificación de la inversión, se opta por realizar un calendario de la inversión entre el 2014 hasta el 2020 que termina el año y en el 2021 que comienza a producir el parque.

Actividad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Evaluación del Emplazamiento	3500							3500
Promoción		1225	1400	5250	9625			17500
Ingeniería			1875	4500	1125			7500
Compras					184009	315444	26287	525740
Construcción						94500	115500	210000
Puesta en Marcha							6400	6400
TOTAL	3500	1225	3275	9750	194759	409944	148187	770640
Porcentaje	0.45%	0.16%	0.42%	1.27%	25.27%	53.20%	19.23%	100%

*Precios x10⁻³

Tabla 29. Calendario de la inversión

De esta forma vemos que en los primeros años se realiza una pequeña parte de la inversión, concentrándose la mayor parte en los 3 últimos años.

La forma de financiación será 30% mediante fondos propios, y 70% mediante financiación externa.

Respecto a las obligaciones financieras contraídas debido a la financiación externa se obtiene la siguiente tabla:

Capital	539.448.000,00 €
Frecuencia de pago	Anual
Tipo interés carencia	5,00%
Tipo de interés en amortiz.	5,00%
Periodo amortización	10 Años
Periodo carencia	3 años

Tabla 30. Parámetros obligaciones financieras

CUADRO PRESTAMO						
Período	Pagos	Intereses	Amortización	Capital vivo	Capital Pendiente	Comisiones
2019	5.014.836,79	5.014.836,79	0,00	100.296.735,9	100.296.735,9	1.002.967,36
2020	25.074.183,97	25.074.183,97	0,00	401.186.943,6	401.186.943,6	4.011.869,44
2021	26.972.400,00	26.972.400,00	0,00	37.964.320,51	37.964.320,51	379.643,21
2022	80.917.200,00	26.972.400,00	53.944.800,00	539.448.000,00	485.503.200,00	
2023	78.219.960,00	24.275.160,00	53.944.800,00	485.503.200,00	431.558.400,00	
2024	75.522.720,00	21.577.920,00	53.944.800,00	431.558.400,00	377.613.600,00	
2025	72.825.480,00	18.880.680,00	53.944.800,00	377.613.600,00	323.668.800,00	
2026	70.128.240,00	16.183.440,00	53.944.800,00	323.668.800,00	269.724.000,00	
2027	67.431.000,00	13.486.200,00	53.944.800,00	269.724.000,00	215.779.200,00	
2028	64.733.760,00	10.788.960,00	53.944.800,00	215.779.200,00	161.834.400,00	
2029	62.036.520,00	8.091.720,00	53.944.800,00	161.834.400,00	107.889.600,00	
2030	59.339.280,00	5.394.480,00	53.944.800,00	107.889.600,00	53.944.800,00	
2031	56.642.040,00	2.697.240,00	53.944.800,00	53.944.800,00	0,00	
	744.857.620,77	205.409.620,77	539.448.000,00			

Tabla 31. Obligaciones financieras

En la figura siguiente se contempla el cuadro económico de depreciación de los activos fijos en el proyecto. Se toma una vida útil del parque de 25 años con una depreciación anual del 4%.

Vida útil	25 años
Depreciación anual	4%
Valor del inmovilizado	735.740.000,00
Amortización anual	29.429.600,00

Tabla 32. Parámetros depreciación activos

Año	INMOVILIZADO	Inmovilizado Material	Amortización Acumulada
2021	706.310.400	735.740.000	29.429.600
2022	676.880.800	735.740.000	58.859.200
2023	647.451.200	735.740.000	88.288.800
2024	618.021.600	735.740.000	117.718.400
2025	588.592.000	735.740.000	147.148.000
2026	559.162.400	735.740.000	176.577.600
2027	529.732.800	735.740.000	206.007.200
2028	500.303.200	735.740.000	235.436.800
2029	470.873.600	735.740.000	264.866.400
2030	441.444.000	735.740.000	294.296.000
2031	412.014.400	735.740.000	323.725.600
2032	382.584.800	735.740.000	353.155.200
2033	353.155.200	735.740.000	382.584.800
2034	323.725.600	735.740.000	412.014.400
2035	294.296.000	735.740.000	441.444.000
2036	264.866.400	735.740.000	470.873.600
2037	235.436.800	735.740.000	500.303.200
2038	206.007.200	735.740.000	529.732.800
2039	176.577.600	735.740.000	559.162.400
2040	147.148.000	735.740.000	588.592.000
2041	117.718.400	735.740.000	618.021.600
2042	88.288.800	735.740.000	647.451.200
2043	58.859.200	735.740.000	676.880.800
2044	29.429.600	735.740.000	706.310.400
2045	0	735.740.000	735.740.000

Tabla 33. Depreciación de los activos

Otro de los puntos importantes a estudiar es el tema de los gastos operativos vigentes durante la operación y mantenimiento del parque. Los dividimos en IEA (Impuesto de Actividad Económica), Cánones de los terrenos, Seguros, Gastos administrativos y Gastos de Operación y Mantenimiento. Todos los gastos se actualizan anualmente con la inflación del 3%.

Año	Impuesto activid. Econom (IAE)			Canon			Seguros		
	€	MW	Total	€	MW	Total	€	MW	Total
2020	1.000	240	240.000	3.000	240	720.000	10.000	240	2.400.000
2021	1.030	240	247.200	3.090	240	741.600	10.300	240	2.472.000
2022	1.061	240	254.616	3.183	240	763.848	10.609	240	2.546.160
2023	1.093	240	262.254	3.278	240	786.763	10.927	240	2.622.545
2024	1.126	240	270.122	3.377	240	810.366	11.255	240	2.701.221
2025	1.159	240	278.226	3.478	240	834.677	11.593	240	2.782.258
2026	1.194	240	286.573	3.582	240	859.718	11.941	240	2.865.726
2027	1.230	240	295.170	3.690	240	885.509	12.299	240	2.951.697
2028	1.267	240	304.025	3.800	240	912.074	12.668	240	3.040.248
2029	1.305	240	313.146	3.914	240	939.437	13.048	240	3.131.456
2030	1.344	240	322.540	4.032	240	967.620	13.439	240	3.225.399
2031	1.384	240	332.216	4.153	240	996.648	13.842	240	3.322.161
2032	1.426	240	342.183	4.277	240	1.026.548	14.258	240	3.421.826
2033	1.469	240	352.448	4.406	240	1.057.344	14.685	240	3.524.481
2034	1.513	240	363.022	4.538	240	1.089.065	15.126	240	3.630.215
2035	1.558	240	373.912	4.674	240	1.121.737	15.580	240	3.739.122
2036	1.605	240	385.130	4.814	240	1.155.389	16.047	240	3.851.295
2037	1.653	240	396.683	4.959	240	1.190.050	16.528	240	3.966.834
2038	1.702	240	408.584	5.107	240	1.225.752	17.024	240	4.085.839
2039	1.754	240	420.841	5.261	240	1.262.524	17.535	240	4.208.415
2040	1.806	240	433.467	5.418	240	1.300.400	18.061	240	4.334.667
2041	1.860	240	446.471	5.581	240	1.339.412	18.603	240	4.464.707
2042	1.916	240	459.865	5.748	240	1.379.594	19.161	240	4.598.648
2043	1.974	240	473.661	5.921	240	1.420.982	19.736	240	4.736.608
2044	2.033	240	487.871	6.098	240	1.463.612	20.328	240	4.878.706
2045	2.094	240	502.507	6.281	240	1.507.520	20.938	240	5.025.067
2046	2.157	240	517.582	6.470	240	1.552.746	21.566	240	5.175.819

Tabla 34. Gastos Operativos

Gastos administrativos			Gastos oper. Y manten.				Total
Personal+5%	Admin.	Total	€	MW	Horas func.	Total	
							3.360.000
940.000	60.000	1.000.000	20	240	4.097	19.665.600	24.126.400
968.200	61.800	1.030.000	21	240	4.097	20.255.568	24.850.192
997.246	63.654	1.060.900	21	240	4.097	20.863.235	25.595.698
1.027.163	65.564	1.092.727	22	240	4.097	21.489.132	26.363.569
1.057.978	67.531	1.125.509	23	240	4.097	22.133.806	27.154.476
1.089.718	69.556	1.159.274	23	240	4.097	22.797.820	27.969.110
1.122.409	71.643	1.194.052	24	240	4.097	23.481.755	28.808.183
1.156.081	73.792	1.229.874	25	240	4.097	24.186.207	29.672.429
1.190.764	76.006	1.266.770	25	240	4.097	24.911.794	30.562.602
1.226.487	78.286	1.304.773	26	240	4.097	25.659.148	31.479.480
1.263.281	80.635	1.343.916	27	240	4.097	26.428.922	32.423.864
1.301.180	83.054	1.384.234	28	240	4.097	27.221.790	33.396.580
1.340.215	85.546	1.425.761	29	240	4.097	28.038.443	34.398.477
1.380.422	88.112	1.468.534	29	240	4.097	28.879.597	35.430.432
1.421.834	90.755	1.512.590	30	240	4.097	29.745.984	36.493.345
1.464.489	93.478	1.557.967	31	240	4.097	30.638.364	37.588.145
1.508.424	96.282	1.604.706	32	240	4.097	31.557.515	38.715.789
1.553.677	99.171	1.652.848	33	240	4.097	32.504.240	39.877.263
1.600.287	102.146	1.702.433	34	240	4.097	33.479.368	41.073.581
1.648.296	105.210	1.753.506	35	240	4.097	34.483.749	42.305.788
1.697.745	108.367	1.806.111	36	240	4.097	35.518.261	43.574.962
1.748.677	111.618	1.860.295	37	240	4.097	36.583.809	44.882.211
1.801.137	114.966	1.916.103	38	240	4.097	37.681.323	46.228.677
1.855.171	118.415	1.973.587	39	240	4.097	38.811.763	47.615.538
1.910.826	121.968	2.032.794	41	240	4.097	39.976.116	49.044.004
1.968.151	125.627	2.093.778	42	240	4.097	41.175.399	50.515.324

Con todo esto se obtiene unos valores para TIR, VAN y Pay-Back que nos aconsejan optar por la construcción del parque.

VAN	308.998.727
TIR	10,47%
PAY-BACK	12

Tabla 35. VAN, TIR, Pay-Back

En los anexos de la memoria, se incluyen con detalle la cuenta de resultados y demás tablas donde se explica cada uno de los puntos y decisiones tomadas.

11.4. Análisis y gestión de riesgos

11.4.1. Riesgos Operativos

El clima en las diferentes estaciones del año ejerce influencias en el ambiente marino. En época de invierno hay fuertes oleajes y vientos que repercuten en las operaciones de construcción y mantenimiento del parque.

Estos hechos derivan en retrasos en la puesta en marcha. Tomando en cuenta estos factores en el presente proyecto se ha considerado la instalación del parque en temporadas de verano (Abril-Octubre).

Durante la operación, la intensidad del viento juega una variable muy importante que puede traer como consecuencia horas de recurso por debajo de lo previsto. Para contrarrestar este fenómeno se ha considerado como referencia un promedio de horas históricas de parques offshore en otros países, bajo un escenario muy conservador. Si el parque estuviera en funcionamiento 24 horas, los 365 días del año,, tendrían una producción anual de 8760 horas. Para el presente proyecto se ha considerado que el parque funcionará aproximadamente 4100 horas que corresponden al 46,8 % de la producción teórica máxima.

Además existe un riesgo en la capacidad de los generadores, ya que ésta es fundamental para determinar los ingresos, sin embargo existe el riesgo de que los rendimientos de los aerogeneradores estén por debajo de lo esperado. Para minimizar este riesgo se ha vinculado la producción total de electricidad que producen con las horas de funcionamiento del parque, que ya tienen una posición bastante conservadora.

11.4.2. Riesgos Económicos

El principal riesgo económico es el incremento de los costes de inversión por encima de lo esperado, producto de un alza en los precios de los aerogeneradores como ha sucedido en los últimos años. Entre las principales razones se encuentran:

- Una elevada demanda en el mercado
- La inflación es el precio de las materias primas.
- La escasez e incremento del precio de materiales.

El costo tomado para la inversión, corresponde a la última tecnología de aerogeneradores que son los más alto en el mercado. Cualquier disminución en costes por mejoras tecnológicas irá en beneficio de la rentabilidad del proyecto.

Para analizar el impacto sobre la rentabilidad ante un incremento de costes se hará un análisis de sensibilidad para analizar hasta que nivel, se continua alcanzando la rentabilidad esperada por los accionistas.

11.4.3. Riesgos Financieros

Los principales riesgos financieros son los derivados de la imposibilidad de afrontar los compromisos de la deuda. Para evaluar disco riesgo se ha calculado los flujos de l proyecto frente a los flujos de la deuda por cubrir. Como se ha podido observar en el análisis financiero realizado, la empresa tiene los recursos para afrontar sus obligaciones de pago a lo largo de todo el proyecto y adicionalmente existe un saldo favorable de tesorería.

Sin embargo, en el análisis de sensibilidad se considerarán los efectos de una tasa de interés mayor y menos a la considerada en el presente proyecto y la posibilidad de realizar el pago del prestamos en menor tiempo para contrastar como variaría la rentabilidad del proyecto.

El grado de apalancamiento también será medido en el análisis de sensibilidad, para poder cuantificar cual es el aporte más adecuado a la rentabilidad del proyecto.

11.4.4. Riesgos Regulatorios

Un cambio de legislación vigente que modifique las reglas del mercado y del juego impactaría directamente en el presente proyecto (véase lo que ocurrió a partir del desastre de Fukushima, o los cambios retroactivos en España que han paralizado el sector de las renovables actualmente).

Puede impactar en la retribución que afectaría:

- En los ingresos
- En las licencias y permisos concedidos
- En los plazos de puesta en marcha del parque

En la actualidad el programa FY2014 y el acuerdo FiT (Feed in Tariff) firmado con el gobierno japonés para la venta de electricidad constituyen la principal garantía para los inversores.

11.4.5. Riesgos Macroeconómicos

Derivan de los cambios coyunturales de la economía donde se desarrolla el proyecto.

En el presente análisis se ha considerado a la inflación como el más relevante porque está vinculada a las proyecciones de los gastos tomando una posición conservadora.

11.5. Análisis de sensibilidad

En el presente análisis se evaluarán las variables más significativas que pueden afectar a la rentabilidad del proyecto.

Se analizará cada variable y se realizará una comparación del efecto de la variación en el Valor Actual Neto (VAN) y en la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto y del accionista.

11.5.1. Efectos de un incremento o disminución de la tarifa

La tarifa es un componente fundamental en la determinación del precio de venta de la energía. Bajo esta consideración se ha considerado como hipótesis, el incremento de la tarifa de 36 Yenes (260,49 €/MWh) como es actualmente, hasta 55 Yenes (397,97 €/MWh) como defiende la JWPA (Japan Weather Power Association) que sería una tarifa justa para la offshore. Por otro lado también se ha analizado los efectos en una disminución de la tarifa a 22 Yenes (159,19 €/MWh) como estaba en el año 2013.

ANÁLISIS 1	EFEECTO EN EL VAN	EFEECTO EN LA TIR	EFEECTO EN PAY-BACK
PRIMA DE 22 JPY/KWH (159,19 € MWH)	-361.244.768,36 €	2,40%	24
PRIMA DE 36 JPY/KWH (260,49 € MWH)	308.998.726,66 €	10,47%	12
PRIMA DE 55 JPY/KWH (397,97 € MWH)	1.218.614.898,47 €	18,78%	7

Tabla 36. Análisis 1 - Tarifa vs TIR

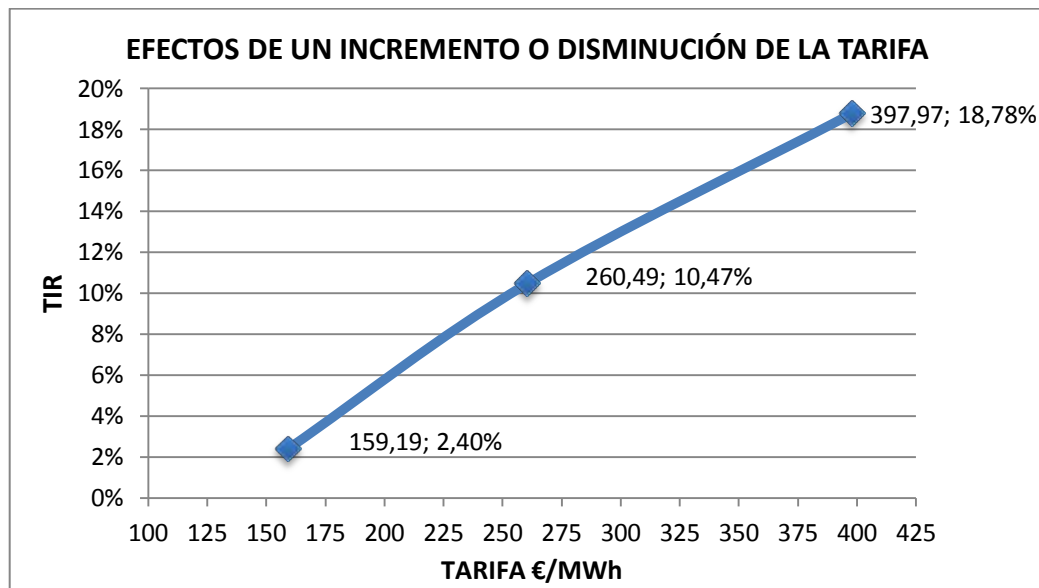


Figura 150. Tarifa vs TIR

Evidentemente, al estar la tarifa relacionada con los ingresos, al aumentar la tarifa, aumenta la rentabilidad.

Asimismo, la tarifa es una variable fundamental en la rentabilidad del negocio. En el presente proyecto se adoptó la posición más conservadora por lo que en un escenario optimista donde la tarifa alcance el techo permitido (si se estableciera) favorecerá la valoración del proyecto.

11.5.2. Variación en las horas de funcionamiento del parque

Como se pudo observar en el análisis de riesgos, los factores climatológicos y la intensidad del viento juegan un papel fundamental que determinan las horas de funcionamiento del parque.

En el presente estudio se tomó una posición conservadora, en base a series históricas. A continuación se analiza el efecto de un incremento o una disminución del 10% del número de horas de funcionamiento del parque (410 horas).

ANÁLISIS 2	EFFECTO EN EL VAN	EFFECTO EN LA TIR	EFFECTO EN PAY-BACK
3690 HORAS DE FUNCIONAMIENTO	154.750.704,68 €	8,84%	14
4100 HORAS DE FUNCIONAMIENTO	308.998.726,66 €	10,47%	12
4510 HORAS DE FUNCIONAMIENTO	465.520.675,26 €	12,05%	11

Tabla 37. Análisis 2 - Horas Equivalentes vs TIR

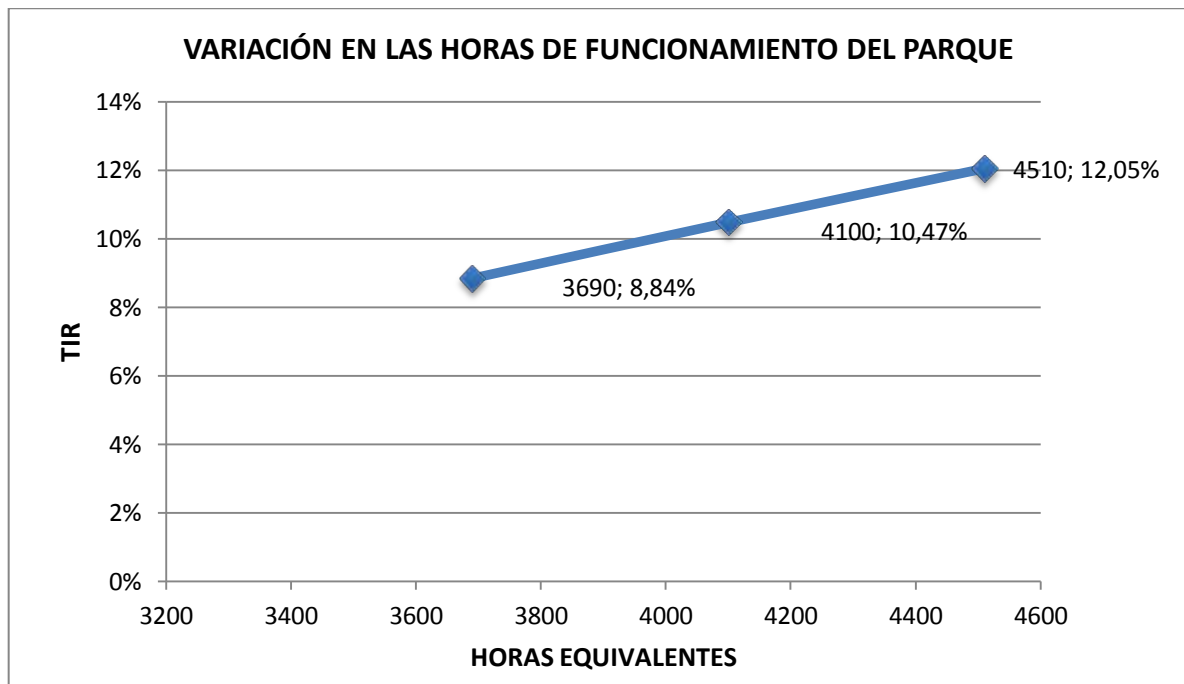


Figura 151. Horas funcionamiento vs TIR

A medida que las condiciones de viento son mejores, la rentabilidad también se incrementa.

Está claro que si las condiciones climáticas son favorables y se puede verter mayor cantidad de electricidad a la red repercute en una mejora de la rentabilidad de la empresa.

11.5.3. Variación en la inflación

La proyección de gastos operativos está vinculada a la inflación, que en el presente proyecto es del 3% contante en toda la vida útil del parque. Este supuesto ha sido considerado a partir de medias históricas. Se considerará un incremento de la inflación dos puntos por encima de lo estimado, alcanzando un 5% y su impacto en la rentabilidad del proyecto. Para el cálculo de un decremento se

la inflación solo se ha considerado la disminución de medio punto porcentual, siendo el mínimo el 2,5%.

ANÁLISIS 3	EFFECTO EN EL VAN	EFFECTO EN LA TIR	EFFECTO EN PAY-BACK
INFLACIÓN DEL 2,5%	319.912.887,07 €	10,55%	12
INFLACIÓN DEL 3%	308.998.726,66 €	10,47%	12
INFLACIÓN DEL 5%	256.537.051,16 €	10,07%	12

Tabla 38. Análisis 3 - Inflación vs TIR

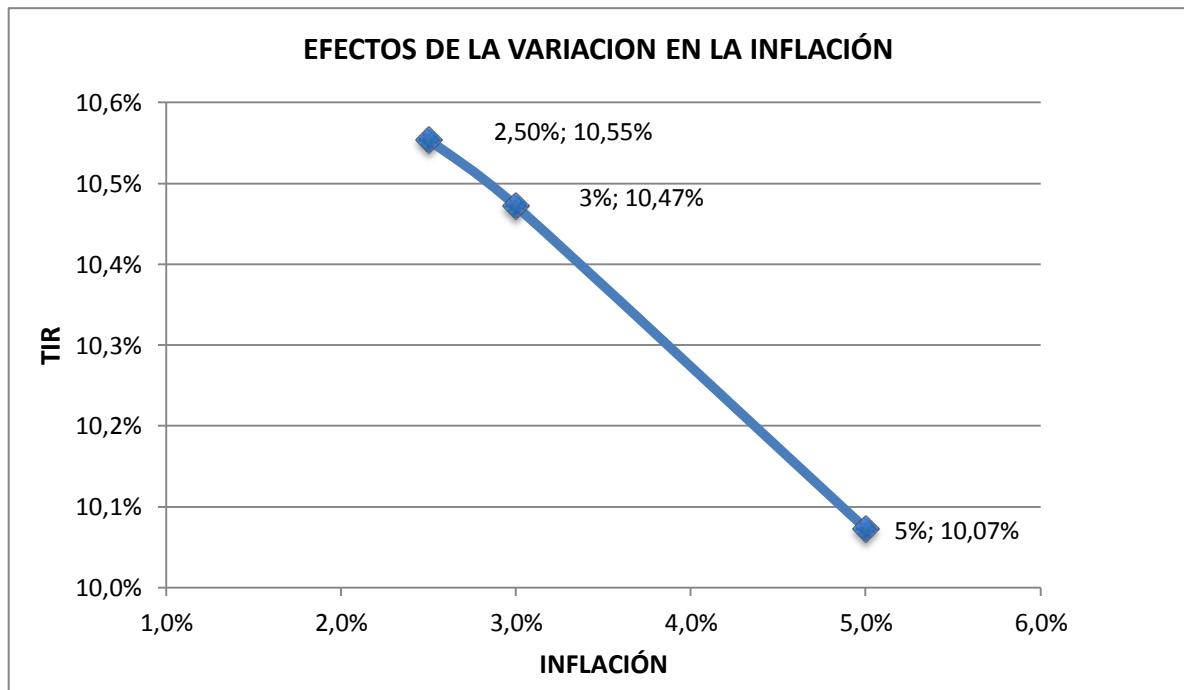


Figura 152. Inflación vs TIR

Aun con una inflación del 5% el proyecto continúa manteniendo la rentabilidad del activo esperada por los accionistas.

11.5.4. Efectos Financieros. Variación en el aporte de capital

En este análisis, se han considerado dos casos: que los accionistas realicen un aporte del 40% en lugar del 30% y la financiación externa del 60% en vez del 70% y que los accionistas realicen un aporte del 20% y la financiación externa sea del 80%.

ANÁLISIS 4	EFFECTO EN EL VAN	EFFECTO EN LA TIR	EFFECTO EN PAY-BACK
APORTE SOCIOS 20% EXTERNA 80%	344.086.348,38 €	10,98%	12
APORTE SOCIOS 30% EXTERNA 70%	308.998.726,66 €	10,47%	12
APORTE SOCIOS 40% EXTERNA 60%	273.911.104,94 €	9,97%	13

Tabla 39. Análisis 4 - Aporte Capital vs TIR

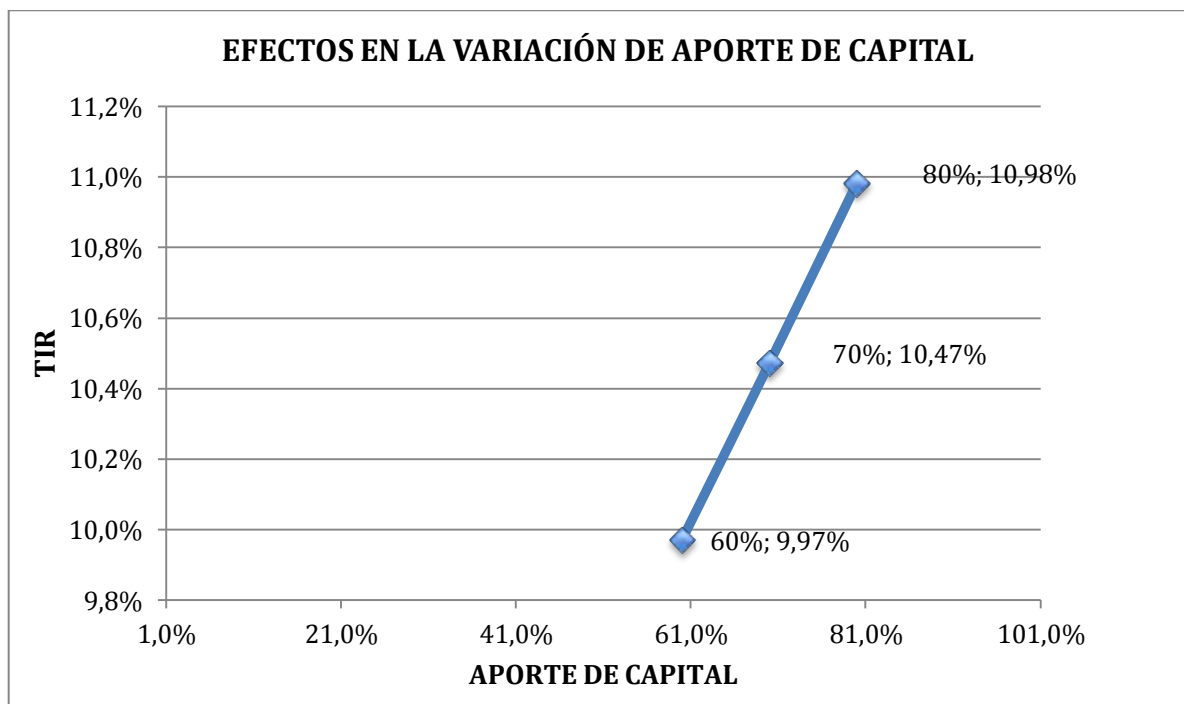


Figura 153. Aporte de capital vs TIR

Considerando las mismas variables, se puede observar que la valoración del proyecto continúa prácticamente igual, pero se observa una disminución en la valoración para el accionista para el caso de que estos aporten el 40 %. En el mejor caso es que los socios aporten el 20%, tanto para el proyecto como para los accionistas.

11.5.5. Variación en las tasas de interés

Se ha considerado la variación de medio punto porcentual por encima y por debajo de la tasa de interés del préstamo que se asume en el proyecto con la finalidad de ver cómo afecta a la rentabilidad del proyecto.

ANÁLISIS 5	EFFECTO EN EL VAN	EFFECTO EN LA TIR	EFFECTO EN PAY-BACK
INTERÉS DEL 4,5%	378.587.153,03 €	10,60%	12
INTERÉS DEL 5%	308.998.726,66 €	10,47%	12
INTERÉS DEL 5,5%	244.569.726,23 €	10,35%	12

Tabla 40. Análisis 5 - Tasa de interés vs TIR

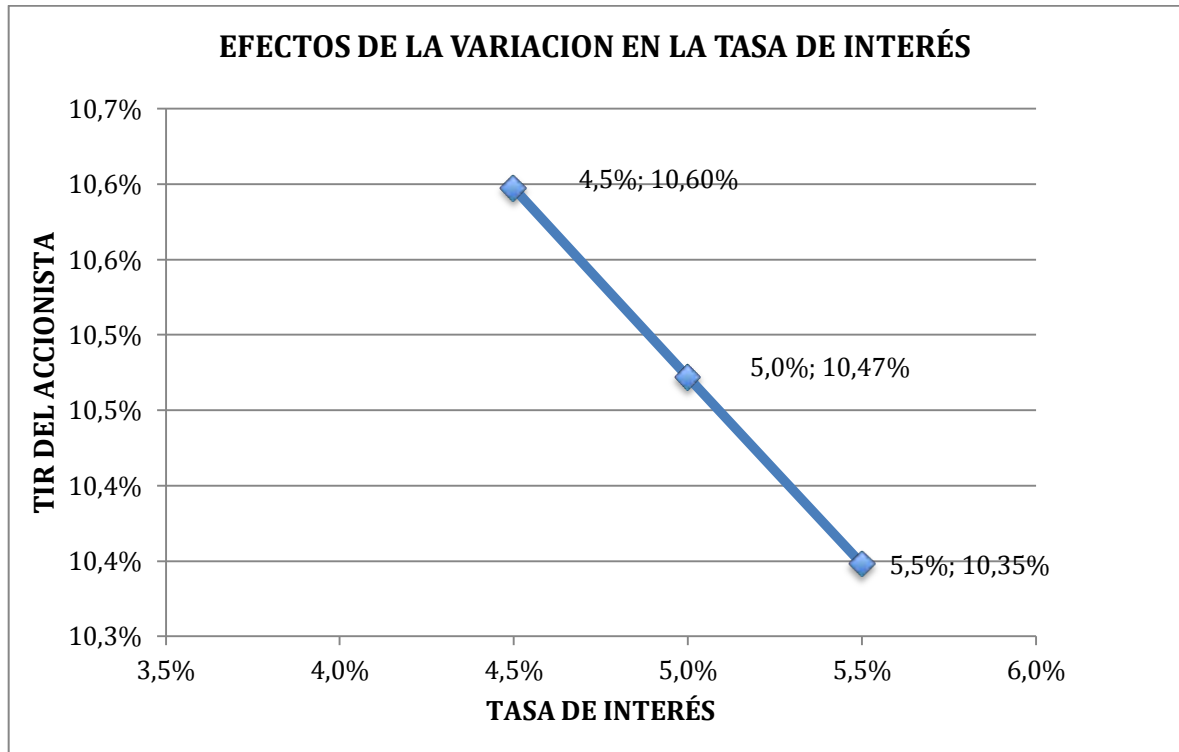


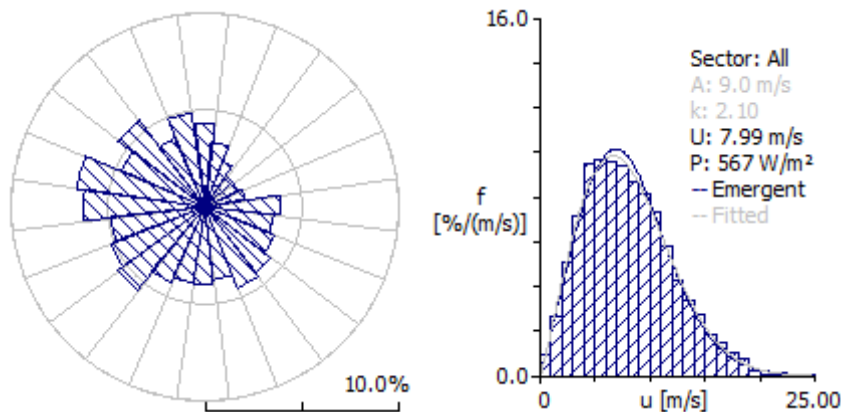
Figura 154. Tasa de Interés vs TIR

'Wizard Fuku' Observed Wind Climate

Produced on 25/06/2014 at 11:13:00 by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WASP version: 10.00.0214.

Site description: 'Fukushima'; Position: 38.23°N 141.16°E; Anemometer height: 80.00 m a.g.l.

Parameter	Measured	Emergent	Discrepancy
Mean wind speed [m/s]	unknown	7.99	unknown
Mean power density [W/m ²]	unknown	567 W/m ²	unknown



	0	1	3	4	6	7	9	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
		5	0	5	0	5	0	0	2	3	5	6	8	9	1	2	4	5	7	8	0	1	3	4
								5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5
A	8.	9.	9.	1	8.	9.	1	1	1	1	9.	8.	9.	8.	9.	1	8.	7.	8.	8.	7.	7.	7.	9.
	5	0	8	0.	1	2	1.	1.	1.	0.	8	9	0	0	1	0.	7	9	2	2	4	5	8	1
				4			1	1	0	8					1									
k	2.	2.	2.	1.	1.	1.	2.	2.	2.	2.	2.	2.	2.	2.	2.	1.	2.	1.	1.	2.	2.	2.	2.	
	3	6	2	8	4	7	0	4	6	9	9	7	3	0	2	0	8	1	8	9	0	5	3	8
	5	7	0	3	7	0	9	9	6	0	9	8	8	5	2	4	5	0	7	0	9	5	8	5
U	7.	7.	8.	9.	7.	8.	9.	9.	9.	9.	8.	7.	8.	7.	8.	8.	7.	7.	7.	7.	6.	6.	6.	8.
	5	9	7	2	3	1	7	8	7	6	7	9	0	1	0	9	7	0	3	2	5	6	9	0

	0	7	1	1	0	9	9	4	4	7	4	1	0	1	5	0	2	4	2	6	2	2	1	9
P	4	4	7	1	6	7	1	9	8	7	5	4	5	4	5	8	5	3	4	4	3	2	3	4
	2	6	0	0	6	7	0	2	5	9	7	4	1	1	5	0	8	8	9	7	1	7	3	6
	6	8	7	0	9	3	5	3	4	3	6	6	4	1	3	8	4	9	2	3	0	6	1	9
				8			4																	
f	4.	3.	2.	2.	1.	2.	3.	3.	3.	4.	4.	3.	4.	4.	4.	5.	5.	4.	6.	6.	4.	5.	3.	4.
	3	4	6	0	9	1	9	6	8	3	5	7	0	0	3	5	2	9	2	6	7	6	9	9

U	0	1	3	4	6	7	9	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	Al
		5	0	5	0	5	0	0	2	3	5	6	8	9	1	2	4	5	7	8	0	1	3	4	I
								5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	
1.	1	5	1	1	2	6	6	8	9	9	8	1	1	1	1	9	9	6	8	7	8	7	9	7	9
0	7		1	7	1							5	4	3	0										
2.	2	3	4	5	3	4	1	1	2	2	3	3	4	3	2	2	3	2	2	1	2	1	2	1	2
0	6	4	5	4	5	6	9	6	1	1	1	5	6	0	8	6	5	3	0	3	5	4	0	7	6
3.	3	4	5	6	4	5	4	3	6	6	5	5	5	6	5	4	5	5	4	4	5	5	5	3	5
0	2	9	4	2	4	1	3	6	2	3	7	5	0	3	4	6	4	5	7	9	5	9	4	4	1
4.	6	6	7	4	7	7	5	4	2	4	7	6	1	1	6	4	6	8	8	8	1	9	8	5	7
0	7	6	6	4	7	9	3	6	9	6	2	0	0	0	5	2	7	4	6	7	1	1	0	9	2
													1	1											
5.	1	1	7	7	1	8	6	7	4	3	6	8	1	8	5	6	8	1	1	1	1	1	1	1	9
0	2	0	6	3	0	9	6	0	6	1	2	6	0	3	3	1	2	2	2	3	4	4	2	0	5
	5	2			7								6					4	6	4	8	1	0	4	
6.	1	7	6	8	1	8	7	7	5	3	6	8	7	1	1	5	7	1	1	1	1	1	1	1	9
0	2	6	5	5	0	1	4	5	3	9	7	5	8	3	0	8	5	1	2	3	3	3	4	0	7
	6				1									4	4			4	0	1	5	5	0	9	
7.	9	8	7	8	1	9	7	7	5	5	5	8	6	1	1	1	1	1	1	9	1	1	1	9	9
0	4	2	9	0	4	7	3	9	6	0	4	4	8	1	1	0	2	2	1	8	0	2	1	6	6
					1										0	3	3	9	6	2		5	0	6	
8.	8	1	7	6	1	9	6	7	7	8	8	9	5	7	1	1	1	1	1	1	9	1	1	7	9
0	1	0	5	8	0	3	9	5	1	3	2	6	5	9	0	2	2	2	0	0	9	0	0	5	4
		4			5											0	5	6	2	0	9		1	8	
9.	9	9	7	6	3	8	8	5	1	1	8	1	5	8	1	8	7	8	8	7	8	1	8	8	8
0	3	6	3	0	4	3	0	7	0	0	5	1	6	3	1	2	8	1	4	8	5	3	3	4	6

'Turbine cluster 4' wind farm

Produced on 25/06/2014 at 11:15:50 by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WASP version: 10.00.0214.

Summary results

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	983.340	16.389	16.026	17.027
Gross AEP [GWh]	1058.639	17.644	17.632	17.655
Wake loss [%]	7.11	-	-	-

Site results

Site	Location	Turbine	Elevation	Height	Net AEP	Wake loss
	[m]		[m a.s.l.]	[m a.g.l.]	[GWh]	[%]
1	(510000, 4235000)	Siemens 4MW	2.788398	89.5	16.961	3.8
2	(510700, 4235350)	Siemens 4MW	3.470312	89.5	16.600	5.86
3	(511400, 4235700)	Siemens 4MW	3.398176	89.5	16.489	6.51
4	(512100, 4236050)	Siemens 4MW	3.292597	89.5	16.477	6.57
5	(512800, 4236400)	Siemens 4MW	4.145057	89.5	16.617	5.81
6	(515500, 4237200)	Siemens 4MW	3.915375	89.5	16.752	5.05
7	(516200, 4237650)	Siemens 4MW	3.897595	89.5	16.551	6.18
8	(516900, 4237950)	Siemens 4MW	3.597813	89.5	16.461	6.7
9	(517600, 4238300)	Siemens 4MW	3.081496	89.5	16.509	6.41
10	(518300, 4238650)	Siemens 4MW	2.861026	89.5	16.715	5.25
11	(510350, 4234300)	Siemens 4MW	3.433032	89.5	16.715	5.22
12	(511050, 4234650)	Siemens 4MW	2.949652	89.5	16.246	7.88
13	(511750, 4235000)	Siemens 4MW	3.203105	89.5	16.059	8.95

14	(512450, 4235350)	Siemens 4MW	3.484055	89.5	16.056	8.98
15	(513150, 4235700)	Siemens 4MW	3.423634	89.5	16.239	7.95
16	(515850, 4236500)	Siemens 4MW	3.813458	89.5	16.480	6.6
17	(516550, 4236950)	Siemens 4MW	2.59076	89.5	16.147	8.49
18	(517250, 4237250)	Siemens 4MW	3.773537	89.5	16.039	9.09
19	(517950, 4237600)	Siemens 4MW	3.068441	89.5	16.080	8.85
20	(518650, 4237950)	Siemens 4MW	4.287334	89.5	16.336	7.4
21	(510700, 4233600)	Siemens 4MW	3.103717	89.5	16.809	4.7
22	(511400, 4233950)	Siemens 4MW	3.002622	89.5	16.335	7.39
23	(512100, 4234300)	Siemens 4MW	3.097788	89.5	16.168	8.35
24	(512800, 4234650)	Siemens 4MW	3.84927	89.5	16.147	8.47
25	(513500, 4235000)	Siemens 4MW	2.821169	89.5	16.334	7.41
26	(516200, 4235800)	Siemens 4MW	3.717906	89.5	16.577	6.05
27	(516900, 4236250)	Siemens 4MW	4.085786	89.5	16.206	8.15
28	(517600, 4236550)	Siemens 4MW	3.118532	89.5	16.133	8.56
29	(518300, 4236900)	Siemens 4MW	3.960493	89.5	16.163	8.38
30	(519000, 4237250)	Siemens 4MW	2.768681	89.5	16.416	6.94
31	(511700, 4231900)	Siemens 4MW	3.913023	89.5	16.749	5.07
32	(512400, 4232250)	Siemens 4MW	3.68137	89.5	16.311	7.55
33	(513100, 4232600)	Siemens 4MW	3.214866	89.5	16.171	8.36
34	(513800, 4232950)	Siemens 4MW	3.556409	89.5	16.159	8.42
35	(514500, 4233300)	Siemens 4MW	2.554498	89.5	16.345	7.39
36	(517200, 4234100)	Siemens 4MW	2.817937	89.5	16.518	6.39
37	(517900, 4234550)	Siemens 4MW	2.245802	89.5	16.204	8.18
38	(518600, 4234850)	Siemens 4MW	4.066413	89.5	16.109	8.72
39	(519300, 4235200)	Siemens 4MW	3.073124	89.5	16.194	8.24
40	(520000, 4235550)	Siemens 4MW	4.095555	89.5	16.451	6.78

41	(512050, 4231200)	Siemens 4MW	3.057906	89.5	16.718	5.26
42	(512750, 4231550)	Siemens 4MW	2.3066	89.5	16.226	8.04
43	(513450, 4231900)	Siemens 4MW	2.967967	89.5	16.042	9.1
44	(514150, 4232250)	Siemens 4MW	1.921487	89.5	16.047	9.06
45	(514850, 4232600)	Siemens 4MW	2.955415	89.5	16.217	8.1
46	(517550, 4233400)	Siemens 4MW	2.384773	89.5	16.505	6.47
47	(518250, 4233850)	Siemens 4MW	3.575849	89.5	16.121	8.66
48	(518950, 4234150)	Siemens 4MW	3.993087	89.5	16.026	9.2
49	(519650, 4234500)	Siemens 4MW	3.300041	89.5	16.080	8.89
50	(520350, 4234850)	Siemens 4MW	2.93047	89.5	16.335	7.45
51	(512400, 4230500)	Siemens 4MW	2.531947	89.5	17.027	3.52
52	(513100, 4230850)	Siemens 4MW	2.440455	89.5	16.589	5.99
53	(513800, 4231200)	Siemens 4MW	2.382816	89.5	16.454	6.76
54	(514500, 4231550)	Siemens 4MW	2.171265	89.5	16.436	6.86
55	(515200, 4231900)	Siemens 4MW	3.291119	89.5	16.569	6.12
56	(517900, 4232700)	Siemens 4MW	3.286613	89.5	16.847	4.55
57	(518600, 4233150)	Siemens 4MW	3.631558	89.5	16.483	6.62
58	(519300, 4233450)	Siemens 4MW	4.251116	89.5	16.447	6.83
59	(520000, 4233800)	Siemens 4MW	2.995579	89.5	16.467	6.73
60	(520700, 4234150)	Siemens 4MW	4.785414	89.5	16.677	5.54

Site wind climates

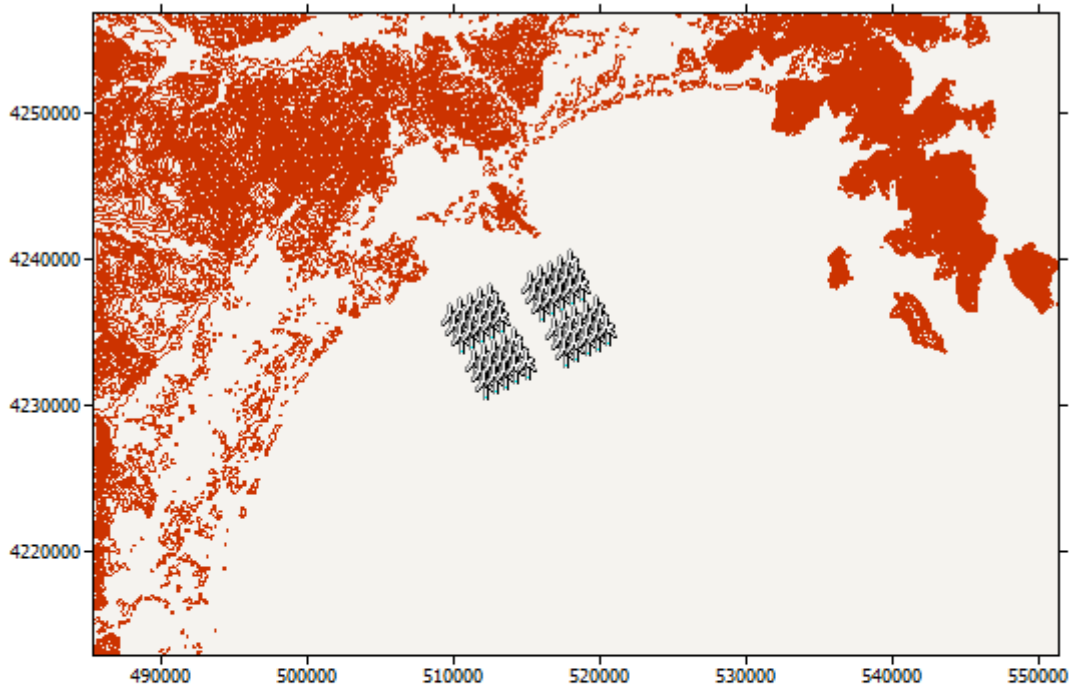
Site	Location	Height	A	k	U	E	RIX	dRIX
	[m]	[m a.g.l.]	[m/s]		[m/s]	[W/m ²]	[%]	[%]
1	(510000, 4235000)	89.5	9.3	2.09	8.25	628	0.0	0.0
2	(510700, 4235350)	89.5	9.3	2.09	8.25	628	0.0	0.0
3	(511400, 4235700)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0

4	(512100, 4236050)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
5	(512800, 4236400)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
6	(515500, 4237200)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
7	(516200, 4237650)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
8	(516900, 4237950)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
9	(517600, 4238300)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
10	(518300, 4238650)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
11	(510350, 4234300)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
12	(511050, 4234650)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
13	(511750, 4235000)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
14	(512450, 4235350)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
15	(513150, 4235700)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
16	(515850, 4236500)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
17	(516550, 4236950)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
18	(517250, 4237250)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
19	(517950, 4237600)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
20	(518650, 4237950)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
21	(510700, 4233600)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
22	(511400, 4233950)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
23	(512100, 4234300)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
24	(512800, 4234650)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
25	(513500, 4235000)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
26	(516200, 4235800)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
27	(516900, 4236250)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
28	(517600, 4236550)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
29	(518300, 4236900)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
30	(519000, 4237250)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0

31	(511700, 4231900)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
32	(512400, 4232250)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
33	(513100, 4232600)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
34	(513800, 4232950)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
35	(514500, 4233300)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
36	(517200, 4234100)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
37	(517900, 4234550)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
38	(518600, 4234850)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
39	(519300, 4235200)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
40	(520000, 4235550)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
41	(512050, 4231200)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
42	(512750, 4231550)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
43	(513450, 4231900)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
44	(514150, 4232250)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
45	(514850, 4232600)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
46	(517550, 4233400)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
47	(518250, 4233850)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
48	(518950, 4234150)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
49	(519650, 4234500)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
50	(520350, 4234850)	89.5	9.3	2.10	8.25	628	0.0	0.0
51	(512400, 4230500)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
52	(513100, 4230850)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
53	(513800, 4231200)	89.5	9.3	2.09	8.25	629	0.0	0.0
54	(514500, 4231550)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
55	(515200, 4231900)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
56	(517900, 4232700)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
57	(518600, 4233150)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0

58	(519300, 4233450)	89.5	9.3	2.09	8.25	630	0.0	0.0
59	(520000, 4233800)	89.5	9.3	2.10	8.25	629	0.0	0.0
60	(520700, 4234150)	89.5	9.3	2.10	8.25	629	0.0	0.0

The wind farm lies in a map called 'Mapa Fuku'.



The wind farm is in a project called 'Fukushima 250 MW'

A wind atlas called 'Wind atlas 1' was used to calculate the predicted wind climates

Calculation of annual output for 'Turbine cluster 4'

Decay constants: 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075
0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075 0.075

Sector 1 (0°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.8	2.31	4.34	7.78	716.309	716.309	100.0
2	8.8	2.31	4.34	7.78	716.523	716.523	100.0
3	8.8	2.31	4.34	7.78	716.511	716.511	100.0
4	8.8	2.31	4.34	7.78	715.783	715.783	100.0
5	8.8	2.31	4.34	7.78	716.234	716.234	100.0
6	8.8	2.31	4.34	7.78	716.143	716.143	100.0
7	8.8	2.31	4.34	7.78	717.285	717.285	100.0
8	8.8	2.31	4.35	7.79	718.661	718.661	100.0
9	8.8	2.31	4.35	7.79	718.477	718.477	100.0
10	8.8	2.31	4.35	7.79	718.897	718.897	100.0
11	8.8	2.31	4.34	7.78	715.936	715.936	100.0
12	8.8	2.31	4.34	7.78	716.143	716.143	100.0
13	8.8	2.31	4.34	7.78	715.153	715.153	100.0
14	8.8	2.31	4.34	7.78	715.321	715.321	100.0
15	8.8	2.31	4.34	7.78	716.706	716.706	100.0
16	8.8	2.31	4.34	7.78	717.203	717.203	100.0
17	8.8	2.31	4.34	7.79	717.912	717.912	100.0
18	8.8	2.31	4.34	7.78	716.760	716.760	100.0
19	8.8	2.31	4.35	7.79	719.009	719.009	100.0
20	8.8	2.31	4.35	7.79	718.474	718.474	100.0
21	8.8	2.31	4.34	7.78	715.048	653.066	91.33
22	8.8	2.31	4.34	7.78	715.516	653.520	91.34
23	8.8	2.31	4.34	7.78	715.272	653.297	91.34
24	8.8	2.31	4.34	7.78	715.894	653.889	91.34

25	8.8	2.31	4.34	7.78	715.407	715.407	100.0
26	8.8	2.31	4.34	7.79	717.621	659.724	91.93
27	8.8	2.31	4.34	7.79	717.736	653.343	91.03
28	8.8	2.31	4.34	7.79	717.900	655.802	91.35
29	8.8	2.31	4.34	7.78	717.007	654.928	91.34
30	8.8	2.31	4.35	7.79	718.297	718.297	100.0
31	8.8	2.31	4.34	7.78	715.940	655.946	91.62
32	8.8	2.31	4.34	7.78	716.310	656.300	91.62
33	8.8	2.31	4.34	7.78	715.974	659.027	92.05
34	8.8	2.31	4.34	7.78	715.508	694.280	97.03
35	8.8	2.31	4.34	7.78	716.958	716.958	100.0
36	8.8	2.31	4.34	7.78	717.186	657.200	91.64
37	8.8	2.31	4.34	7.79	717.761	657.304	91.58
38	8.8	2.31	4.34	7.79	718.050	661.016	92.06
39	8.8	2.31	4.35	7.79	718.277	697.004	97.04
40	8.8	2.31	4.35	7.79	718.480	718.480	100.0
41	8.8	2.31	4.34	7.78	716.488	668.336	93.28
42	8.8	2.31	4.34	7.78	717.076	669.786	93.41
43	8.8	2.31	4.34	7.78	716.248	677.011	94.52
44	8.8	2.31	4.34	7.78	717.047	717.047	100.0
45	8.8	2.31	4.34	7.78	716.710	710.671	99.16
46	8.8	2.31	4.34	7.79	717.851	670.581	93.42
47	8.8	2.31	4.34	7.79	717.522	669.207	93.27
48	8.8	2.31	4.34	7.79	717.614	678.325	94.53
49	8.8	2.31	4.34	7.79	717.402	717.402	100.0
50	8.8	2.31	4.34	7.79	718.109	718.109	100.0
51	8.8	2.31	4.34	7.78	716.075	638.788	89.21

52	8.8	2.31	4.34	7.78	715.786	640.390	89.47
53	8.8	2.31	4.34	7.78	716.487	648.578	90.52
54	8.8	2.31	4.34	7.78	716.484	653.931	91.27
55	8.8	2.31	4.34	7.78	716.400	702.780	98.1
56	8.8	2.31	4.34	7.78	717.037	643.590	89.76
57	8.8	2.31	4.34	7.78	717.010	639.212	89.15
58	8.8	2.31	4.34	7.79	718.204	650.202	90.53
59	8.8	2.31	4.34	7.79	717.806	655.732	91.35
60	8.8	2.31	4.34	7.79	718.138	718.138	100.0
Sector 1 total	-	-	-	-	43017.073	41272.046	95.94

Sector 2 (15°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.3	2.60	3.39	8.26	623.734	623.734	100.0
2	9.3	2.60	3.39	8.26	623.936	623.936	100.0
3	9.3	2.60	3.39	8.26	623.823	623.823	100.0
4	9.3	2.60	3.39	8.26	623.333	623.333	100.0
5	9.3	2.60	3.39	8.26	623.327	623.327	100.0
6	9.3	2.60	3.39	8.26	623.612	623.612	100.0
7	9.3	2.60	3.39	8.26	624.293	624.293	100.0
8	9.3	2.60	3.40	8.27	625.449	625.449	100.0
9	9.3	2.60	3.40	8.27	625.063	625.063	100.0
10	9.3	2.60	3.39	8.27	624.765	624.765	100.0
11	9.3	2.60	3.39	8.26	623.320	544.831	87.41
12	9.3	2.60	3.39	8.26	623.438	544.947	87.41
13	9.3	2.60	3.39	8.26	622.732	544.291	87.4
14	9.3	2.60	3.39	8.26	622.698	544.270	87.41

15	9.3	2.60	3.39	8.26	623.885	623.885	100.0
16	9.3	2.60	3.40	8.27	624.641	544.578	87.18
17	9.3	2.60	3.40	8.27	624.893	547.232	87.57
18	9.3	2.60	3.39	8.26	623.813	545.307	87.42
19	9.3	2.60	3.40	8.27	625.300	546.727	87.43
20	9.3	2.60	3.39	8.27	624.782	624.782	100.0
21	9.3	2.60	3.39	8.26	622.724	527.345	84.68
22	9.3	2.60	3.39	8.26	623.028	527.564	84.68
23	9.3	2.60	3.39	8.26	622.562	527.152	84.67
24	9.3	2.60	3.39	8.26	623.320	544.842	87.41
25	9.3	2.60	3.39	8.26	622.930	622.930	100.0
26	9.3	2.60	3.39	8.27	624.435	527.295	84.44
27	9.3	2.60	3.39	8.27	624.686	530.035	84.85
28	9.3	2.60	3.39	8.27	624.682	529.113	84.7
29	9.3	2.60	3.39	8.26	623.786	545.297	87.42
30	9.3	2.60	3.39	8.27	624.266	624.266	100.0
31	9.3	2.60	3.39	8.26	623.502	569.797	91.39
32	9.3	2.60	3.39	8.26	623.803	577.600	92.59
33	9.3	2.60	3.39	8.26	623.214	599.290	96.16
34	9.3	2.60	3.39	8.26	623.019	615.607	98.81
35	9.3	2.60	3.39	8.27	623.946	598.985	96.0
36	9.3	2.60	3.39	8.27	624.107	571.799	91.62
37	9.3	2.60	3.39	8.27	624.410	576.779	92.37
38	9.3	2.60	3.39	8.27	624.634	600.682	96.17
39	9.3	2.60	3.39	8.27	624.426	624.426	100.0
40	9.3	2.60	3.39	8.27	624.474	624.474	100.0
41	9.3	2.60	3.39	8.26	623.557	530.630	85.1

42	9.3	2.60	3.39	8.27	624.193	537.503	86.11
43	9.3	2.60	3.39	8.26	623.460	543.620	87.19
44	9.3	2.60	3.39	8.27	623.958	540.356	86.6
45	9.3	2.60	3.39	8.26	623.882	590.134	94.59
46	9.3	2.60	3.39	8.27	624.326	531.392	85.11
47	9.3	2.60	3.39	8.27	624.262	537.343	86.08
48	9.3	2.60	3.39	8.27	624.215	545.733	87.43
49	9.3	2.60	3.39	8.27	623.849	545.394	87.42
50	9.3	2.60	3.39	8.27	623.964	623.964	100.0
51	9.3	2.60	3.39	8.26	623.191	522.454	83.84
52	9.3	2.60	3.39	8.26	623.110	524.765	84.22
53	9.3	2.60	3.39	8.26	623.687	525.882	84.32
54	9.3	2.60	3.39	8.26	623.515	536.920	86.11
55	9.3	2.60	3.39	8.26	623.367	589.665	94.59
56	9.3	2.60	3.39	8.27	623.837	522.678	83.78
57	9.3	2.60	3.39	8.27	623.740	526.092	84.34
58	9.3	2.60	3.39	8.27	624.686	529.193	84.71
59	9.3	2.60	3.39	8.27	623.968	545.549	87.43
60	9.3	2.60	3.39	8.27	624.177	624.177	100.0
Sector 2 total	-	-	-	-	37433.729	34290.903	91.6

Sector 3 (30°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	10.1	2.18	2.56	8.97	503.793	503.793	100.0
2	10.1	2.18	2.55	8.97	503.721	503.721	100.0
3	10.1	2.18	2.55	8.97	503.576	503.576	100.0
4	10.1	2.18	2.55	8.97	503.408	503.408	100.0

5	10.1	2.18	2.55	8.97	503.063	503.063	100.0
6	10.1	2.18	2.55	8.97	503.770	503.770	100.0
7	10.1	2.18	2.55	8.97	503.668	503.668	100.0
8	10.1	2.18	2.55	8.98	504.261	504.261	100.0
9	10.1	2.18	2.55	8.97	503.773	503.773	100.0
10	10.1	2.18	2.55	8.97	503.158	503.158	100.0
11	10.1	2.18	2.55	8.97	503.267	470.345	93.46
12	10.1	2.18	2.55	8.97	503.281	470.366	93.46
13	10.1	2.18	2.55	8.96	503.020	470.105	93.46
14	10.1	2.18	2.55	8.96	502.840	488.384	97.13
15	10.1	2.18	2.55	8.97	503.519	503.519	100.0
16	10.1	2.18	2.56	8.97	504.472	477.777	94.71
17	10.1	2.18	2.55	8.97	504.077	468.586	92.96
18	10.1	2.18	2.55	8.97	503.366	470.454	93.46
19	10.1	2.18	2.55	8.98	503.658	489.210	97.13
20	10.1	2.18	2.55	8.97	503.353	503.353	100.0
21	10.1	2.18	2.55	8.96	503.301	458.675	91.13
22	10.1	2.18	2.55	8.97	503.173	461.169	91.65
23	10.1	2.18	2.55	8.96	502.682	467.929	93.09
24	10.1	2.18	2.55	8.97	503.316	488.853	97.13
25	10.1	2.18	2.55	8.97	503.116	502.659	99.91
26	10.1	2.18	2.55	8.97	503.630	464.446	92.22
27	10.1	2.18	2.55	8.97	503.904	458.079	90.91
28	10.1	2.18	2.55	8.97	503.766	468.999	93.1
29	10.1	2.18	2.55	8.97	503.139	488.685	97.13
30	10.1	2.18	2.55	8.97	502.902	502.902	100.0
31	10.1	2.18	2.55	8.97	503.555	484.305	96.18

32	10.1	2.18	2.55	8.97	503.716	490.190	97.31
33	10.1	2.18	2.55	8.97	503.110	489.841	97.36
34	10.1	2.18	2.55	8.97	503.180	483.420	96.07
35	10.1	2.18	2.55	8.97	503.431	474.492	94.25
36	10.1	2.18	2.55	8.97	503.488	486.878	96.7
37	10.1	2.18	2.55	8.97	503.488	495.604	98.43
38	10.1	2.18	2.55	8.97	503.558	503.558	100.0
39	10.1	2.18	2.55	8.97	503.099	503.099	100.0
40	10.1	2.18	2.55	8.97	503.061	503.061	100.0
41	10.1	2.18	2.55	8.97	503.217	467.432	92.89
42	10.1	2.18	2.55	8.97	503.694	466.855	92.69
43	10.1	2.18	2.55	8.97	503.259	464.023	92.2
44	10.1	2.18	2.55	8.97	503.374	472.568	93.88
45	10.1	2.18	2.55	8.97	503.526	480.540	95.43
46	10.1	2.18	2.55	8.97	503.254	475.699	94.52
47	10.1	2.18	2.55	8.97	503.460	468.000	92.96
48	10.1	2.18	2.55	8.97	503.319	470.435	93.47
49	10.1	2.18	2.55	8.97	502.936	488.493	97.13
50	10.1	2.18	2.55	8.97	502.557	502.557	100.0
51	10.1	2.18	2.55	8.97	503.003	456.001	90.66
52	10.1	2.18	2.55	8.97	503.106	457.182	90.87
53	10.1	2.18	2.55	8.97	503.411	463.195	92.01
54	10.1	2.18	2.55	8.97	503.156	477.512	94.9
55	10.1	2.18	2.55	8.97	503.008	488.534	97.12
56	10.1	2.18	2.55	8.97	503.207	464.042	92.22
57	10.1	2.18	2.55	8.97	503.089	457.316	90.9
58	10.1	2.18	2.55	8.97	503.522	468.795	93.1

59	10.1	2.18	2.55	8.97	502.809	488.377	97.13
60	10.1	2.18	2.55	8.97	502.881	502.881	100.0
Sector 3 total	-	-	-	-	30201.444	29005.574	96.04

Sector 4 (45°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	10.6	1.84	1.95	9.40	381.900	381.002	99.77
2	10.6	1.84	1.95	9.40	381.781	380.884	99.77
3	10.6	1.84	1.95	9.40	381.683	380.786	99.77
4	10.6	1.84	1.95	9.40	381.750	380.864	99.77
5	10.6	1.84	1.95	9.40	381.363	381.363	100.0
6	10.6	1.84	1.95	9.41	382.010	368.176	96.38
7	10.6	1.84	1.95	9.40	381.532	381.532	100.0
8	10.6	1.84	1.95	9.40	381.612	380.716	99.77
9	10.6	1.84	1.95	9.40	381.299	380.414	99.77
10	10.6	1.84	1.95	9.39	380.771	380.771	100.0
11	10.6	1.84	1.95	9.40	381.578	358.457	93.94
12	10.6	1.84	1.95	9.40	381.535	361.509	94.75
13	10.6	1.84	1.95	9.40	381.616	371.177	97.26
14	10.6	1.84	1.95	9.40	381.430	380.540	99.77
15	10.6	1.84	1.95	9.40	381.618	381.292	99.91
16	10.6	1.84	1.96	9.41	382.276	351.571	91.97
17	10.6	1.84	1.95	9.40	381.666	359.399	94.17
18	10.6	1.84	1.95	9.40	381.472	371.046	97.27
19	10.6	1.84	1.95	9.40	381.159	380.273	99.77
20	10.6	1.84	1.95	9.40	381.036	381.036	100.0
21	10.6	1.84	1.95	9.40	381.885	357.164	93.53

22	10.6	1.84	1.95	9.40	381.651	360.283	94.4
23	10.6	1.84	1.95	9.40	381.312	365.901	95.96
24	10.6	1.84	1.95	9.40	381.668	371.209	97.26
25	10.6	1.84	1.95	9.40	381.648	365.617	95.8
26	10.6	1.84	1.95	9.40	381.413	349.767	91.7
27	10.6	1.84	1.95	9.40	381.597	359.330	94.16
28	10.6	1.84	1.95	9.40	381.400	370.974	97.27
29	10.6	1.84	1.95	9.40	381.197	380.312	99.77
30	10.6	1.84	1.95	9.39	380.703	380.703	100.0
31	10.6	1.84	1.95	9.40	381.882	372.374	97.51
32	10.6	1.84	1.95	9.41	381.907	370.814	97.1
33	10.6	1.84	1.95	9.40	381.519	368.760	96.66
34	10.6	1.84	1.95	9.40	381.695	367.808	96.36
35	10.6	1.84	1.95	9.40	381.515	368.459	96.58
36	10.6	1.84	1.95	9.40	381.472	367.654	96.38
37	10.6	1.84	1.95	9.40	381.267	381.267	100.0
38	10.6	1.84	1.95	9.40	381.262	380.366	99.77
39	10.6	1.84	1.95	9.40	380.903	380.018	99.77
40	10.6	1.84	1.95	9.40	380.821	380.821	100.0
41	10.6	1.84	1.95	9.40	381.452	356.187	93.38
42	10.6	1.84	1.95	9.41	381.676	359.349	94.15
43	10.6	1.84	1.95	9.40	381.573	367.323	96.27
44	10.6	1.84	1.95	9.40	381.428	374.672	98.23
45	10.6	1.84	1.95	9.41	381.658	376.851	98.74
46	10.6	1.84	1.95	9.40	381.093	350.437	91.96
47	10.6	1.84	1.95	9.40	381.355	359.101	94.16
48	10.6	1.84	1.95	9.40	381.200	370.780	97.27

49	10.6	1.84	1.95	9.40	380.953	380.069	99.77
50	10.6	1.84	1.95	9.40	380.489	380.489	100.0
51	10.6	1.84	1.95	9.40	381.402	355.842	93.3
52	10.6	1.84	1.95	9.40	381.563	359.414	94.2
53	10.6	1.84	1.95	9.40	381.623	365.562	95.79
54	10.6	1.84	1.95	9.40	381.412	369.740	96.94
55	10.6	1.84	1.95	9.40	381.322	365.192	95.77
56	10.6	1.84	1.95	9.40	381.319	349.683	91.7
57	10.6	1.84	1.95	9.40	381.239	358.989	94.16
58	10.6	1.84	1.95	9.40	381.241	370.823	97.27
59	10.6	1.84	1.95	9.40	380.804	379.919	99.77
60	10.6	1.84	1.95	9.40	380.781	380.781	100.0
Sector 4 total	-	-	-	-	22885.390	22223.616	97.11

Sector 5 (60°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.3	1.49	1.92	7.53	275.704	214.223	77.7
2	8.3	1.49	1.92	7.53	275.606	216.261	78.47
3	8.3	1.49	1.92	7.53	275.542	220.635	80.07
4	8.3	1.49	1.92	7.53	275.666	230.746	83.7
5	8.3	1.49	1.92	7.53	275.356	271.637	98.65
6	8.3	1.49	1.92	7.54	275.886	216.390	78.43
7	8.3	1.49	1.92	7.53	275.462	228.199	82.84
8	8.3	1.49	1.92	7.53	275.595	221.434	80.35
9	8.3	1.49	1.92	7.53	275.312	231.568	84.11
10	8.3	1.49	1.92	7.52	274.835	274.835	100.0
11	8.3	1.49	1.92	7.53	275.511	212.996	77.31

12	8.3	1.49	1.92	7.53	275.460	214.961	78.04
13	8.3	1.49	1.92	7.53	275.666	218.627	79.31
14	8.3	1.49	1.92	7.53	275.536	226.079	82.05
15	8.3	1.49	1.92	7.53	275.505	256.044	92.94
16	8.3	1.49	1.92	7.54	276.025	216.459	78.42
17	8.3	1.49	1.92	7.53	275.613	228.358	82.85
18	8.3	1.49	1.92	7.53	275.388	221.237	80.34
19	8.3	1.49	1.92	7.53	275.185	231.449	84.11
20	8.3	1.49	1.92	7.53	275.075	275.075	100.0
21	8.3	1.49	1.92	7.54	275.865	212.880	77.17
22	8.3	1.49	1.92	7.53	275.639	214.646	77.87
23	8.3	1.49	1.92	7.53	275.472	217.866	79.09
24	8.3	1.49	1.92	7.53	275.622	225.781	81.92
25	8.3	1.49	1.92	7.53	275.682	255.830	92.8
26	8.3	1.49	1.92	7.53	275.393	215.892	78.39
27	8.3	1.49	1.92	7.53	275.543	228.290	82.85
28	8.3	1.49	1.92	7.53	275.407	221.265	80.34
29	8.3	1.49	1.92	7.53	275.182	231.451	84.11
30	8.3	1.49	1.92	7.52	274.778	274.778	100.0
31	8.3	1.49	1.92	7.54	275.806	214.141	77.64
32	8.3	1.49	1.92	7.53	275.780	216.282	78.43
33	8.3	1.49	1.92	7.53	275.555	220.564	80.04
34	8.3	1.49	1.92	7.54	275.734	230.757	83.69
35	8.3	1.49	1.92	7.53	275.448	271.644	98.62
36	8.3	1.49	1.92	7.53	275.400	215.951	78.41
37	8.3	1.49	1.92	7.53	275.288	228.060	82.84
38	8.3	1.49	1.92	7.53	275.286	221.165	80.34

39	8.3	1.49	1.92	7.53	274.961	231.251	84.1
40	8.3	1.49	1.92	7.53	274.886	274.886	100.0
41	8.3	1.49	1.92	7.53	275.431	212.939	77.31
42	8.3	1.49	1.92	7.53	275.552	215.064	78.05
43	8.3	1.49	1.92	7.53	275.563	218.554	79.31
44	8.3	1.49	1.92	7.53	275.359	225.909	82.04
45	8.3	1.49	1.92	7.53	275.574	256.125	92.94
46	8.3	1.49	1.92	7.53	275.134	215.667	78.39
47	8.3	1.49	1.92	7.53	275.333	228.106	82.85
48	8.3	1.49	1.92	7.53	275.221	221.106	80.34
49	8.3	1.49	1.92	7.53	275.012	231.307	84.11
50	8.3	1.49	1.91	7.52	274.588	274.588	100.0
51	8.3	1.49	1.92	7.53	275.464	212.528	77.15
52	8.3	1.49	1.92	7.53	275.614	214.637	77.88
53	8.3	1.49	1.92	7.53	275.567	217.957	79.09
54	8.3	1.49	1.92	7.53	275.408	225.602	81.92
55	8.3	1.49	1.92	7.53	275.370	255.537	92.8
56	8.3	1.49	1.92	7.53	275.299	215.822	78.4
57	8.3	1.49	1.92	7.53	275.250	228.029	82.84
58	8.3	1.49	1.92	7.53	275.270	221.159	80.34
59	8.3	1.49	1.92	7.53	274.877	231.178	84.1
60	8.3	1.49	1.92	7.53	274.855	274.855	100.0
Sector 5 total	-	-	-	-	16524.401	13847.261	83.8

Sector 6 (75°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.5	1.73	2.09	8.46	359.814	321.250	89.28

2	9.5	1.73	2.09	8.46	359.605	323.537	89.97
3	9.5	1.73	2.09	8.45	359.400	327.418	91.1
4	9.5	1.73	2.09	8.46	359.490	327.406	91.08
5	9.5	1.73	2.09	8.45	358.775	335.779	93.59
6	9.5	1.73	2.09	8.46	359.877	341.864	94.99
7	9.5	1.73	2.09	8.45	359.185	311.488	86.72
8	9.5	1.73	2.09	8.46	359.504	336.208	93.52
9	9.5	1.73	2.09	8.45	358.922	339.011	94.45
10	9.5	1.73	2.08	8.44	357.832	357.832	100.0
11	9.5	1.73	2.09	8.45	359.206	321.536	89.51
12	9.5	1.73	2.09	8.45	359.128	324.098	90.25
13	9.5	1.72	2.09	8.45	358.899	328.350	91.49
14	9.5	1.72	2.09	8.45	358.537	327.437	91.33
15	9.5	1.73	2.09	8.45	359.234	336.787	93.75
16	9.5	1.73	2.09	8.46	360.427	342.404	95.0
17	9.5	1.73	2.09	8.46	359.504	311.800	86.73
18	9.5	1.73	2.09	8.45	358.982	335.706	93.52
19	9.5	1.73	2.09	8.45	358.603	338.697	94.45
20	9.5	1.73	2.09	8.45	358.344	358.344	100.0
21	9.5	1.73	2.09	8.46	359.678	331.847	92.26
22	9.5	1.73	2.09	8.45	359.270	331.816	92.36
23	9.5	1.72	2.09	8.45	358.307	331.553	92.53
24	9.5	1.73	2.09	8.45	359.307	333.784	92.9
25	9.5	1.73	2.09	8.45	359.221	341.628	95.1
26	9.5	1.73	2.09	8.45	358.975	356.315	99.26
27	9.5	1.73	2.09	8.46	359.333	316.914	88.19
28	9.5	1.73	2.09	8.45	359.051	335.772	93.52

29	9.5	1.73	2.09	8.45	358.527	338.634	94.45
30	9.5	1.72	2.08	8.44	357.382	357.382	100.0
31	9.5	1.73	2.09	8.46	359.651	321.115	89.29
32	9.5	1.73	2.09	8.46	359.718	323.666	89.98
33	9.5	1.72	2.09	8.45	358.674	326.794	91.11
34	9.5	1.73	2.09	8.46	359.275	327.215	91.08
35	9.5	1.73	2.09	8.45	358.993	336.007	93.6
36	9.5	1.73	2.09	8.45	358.973	340.985	94.99
37	9.5	1.73	2.09	8.45	358.706	311.064	86.72
38	9.5	1.73	2.09	8.45	358.719	335.458	93.52
39	9.5	1.72	2.08	8.45	357.697	337.856	94.45
40	9.5	1.72	2.08	8.44	357.540	357.540	100.0
41	9.5	1.73	2.09	8.45	358.892	321.382	89.55
42	9.5	1.73	2.09	8.46	359.328	324.380	90.27
43	9.5	1.73	2.09	8.45	359.072	328.483	91.48
44	9.5	1.73	2.09	8.45	358.864	327.712	91.32
45	9.5	1.73	2.09	8.46	359.251	336.822	93.76
46	9.5	1.73	2.09	8.45	358.367	340.391	94.98
47	9.5	1.73	2.09	8.45	358.776	311.133	86.72
48	9.5	1.73	2.09	8.45	358.526	335.272	93.51
49	9.5	1.72	2.08	8.45	357.764	337.929	94.46
50	9.5	1.72	2.08	8.44	356.920	356.920	100.0
51	9.5	1.72	2.09	8.45	358.458	333.444	93.02
52	9.5	1.72	2.09	8.45	358.741	333.765	93.04
53	9.5	1.73	2.09	8.46	359.186	334.323	93.08
54	9.5	1.72	2.09	8.45	358.511	334.420	93.28
55	9.5	1.72	2.09	8.45	358.325	341.641	95.34

56	9.5	1.72	2.09	8.45	358.340	355.687	99.26
57	9.5	1.72	2.09	8.45	358.178	315.910	88.2
58	9.5	1.73	2.09	8.45	358.611	335.359	93.52
59	9.5	1.72	2.08	8.45	357.392	337.565	94.45
60	9.5	1.72	2.08	8.45	357.357	357.357	100.0
Sector 6 total	-	-	-	-	21529.125	20040.200	93.08

Sector 7 (90°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	11.3	2.12	3.85	10.03	840.345	777.423	92.51
2	11.3	2.12	3.85	10.03	840.215	782.247	93.1
3	11.3	2.12	3.85	10.03	840.341	789.800	93.99
4	11.3	2.12	3.85	10.03	840.930	814.566	96.86
5	11.3	2.12	3.85	10.03	840.743	804.220	95.66
6	11.3	2.12	3.85	10.04	841.233	776.362	92.29
7	11.3	2.12	3.85	10.03	839.987	784.571	93.4
8	11.3	2.12	3.84	10.03	839.007	794.899	94.74
9	11.3	2.12	3.84	10.02	838.737	838.737	100.0
10	11.3	2.12	3.84	10.02	838.217	838.217	100.0
11	11.3	2.12	3.85	10.03	840.679	786.967	93.61
12	11.3	2.12	3.85	10.03	840.549	786.638	93.59
13	11.3	2.12	3.85	10.03	841.519	791.922	94.11
14	11.3	2.12	3.85	10.03	841.453	822.388	97.73
15	11.3	2.12	3.85	10.03	840.480	812.245	96.64
16	11.3	2.12	3.85	10.03	841.062	787.277	93.61
17	11.3	2.12	3.85	10.03	839.712	787.056	93.73
18	11.3	2.12	3.85	10.03	840.381	796.250	94.75

19	11.3	2.12	3.84	10.02	838.410	838.410	100.0
20	11.3	2.12	3.84	10.02	838.784	838.784	100.0
21	11.3	2.12	3.85	10.04	841.689	819.002	97.3
22	11.3	2.12	3.85	10.03	841.317	822.210	97.73
23	11.3	2.12	3.85	10.03	841.477	818.879	97.31
24	11.3	2.12	3.85	10.03	841.088	817.620	97.21
25	11.3	2.12	3.85	10.04	841.543	820.082	97.45
26	11.3	2.12	3.85	10.03	839.927	826.280	98.38
27	11.3	2.12	3.85	10.03	839.859	839.859	100.0
28	11.3	2.12	3.85	10.03	839.573	839.573	100.0
29	11.3	2.12	3.85	10.03	840.125	840.125	100.0
30	11.3	2.12	3.84	10.02	838.743	838.743	100.0
31	11.3	2.12	3.85	10.04	841.328	780.577	92.78
32	11.3	2.12	3.85	10.03	840.978	785.178	93.36
33	11.3	2.12	3.85	10.04	841.363	792.433	94.18
34	11.3	2.12	3.85	10.04	841.670	817.010	97.07
35	11.3	2.12	3.85	10.03	840.658	804.788	95.73
36	11.3	2.12	3.85	10.03	840.336	775.477	92.28
37	11.3	2.12	3.85	10.03	839.897	784.477	93.4
38	11.3	2.12	3.85	10.03	839.618	795.500	94.75
39	11.3	2.12	3.84	10.03	839.270	839.270	100.0
40	11.3	2.12	3.84	10.03	839.030	839.030	100.0
41	11.3	2.12	3.85	10.03	840.861	791.482	94.13
42	11.3	2.12	3.85	10.03	840.436	791.066	94.13
43	11.3	2.12	3.85	10.04	841.225	796.386	94.67
44	11.3	2.12	3.85	10.03	840.442	832.086	99.01
45	11.3	2.12	3.85	10.03	840.820	817.988	97.28

46	11.3	2.12	3.85	10.03	839.718	785.995	93.6
47	11.3	2.12	3.85	10.03	840.232	787.569	93.73
48	11.3	2.12	3.85	10.03	840.085	795.956	94.75
49	11.3	2.12	3.85	10.03	840.124	840.124	100.0
50	11.3	2.12	3.84	10.03	839.070	839.070	100.0
51	11.3	2.12	3.85	10.04	841.279	841.279	100.0
52	11.3	2.12	3.85	10.04	841.506	841.506	100.0
53	11.3	2.12	3.85	10.03	840.965	840.965	100.0
54	11.3	2.12	3.85	10.03	840.935	840.935	100.0
55	11.3	2.12	3.85	10.04	841.086	841.086	100.0
56	11.3	2.12	3.85	10.03	840.635	840.635	100.0
57	11.3	2.12	3.85	10.03	840.728	840.728	100.0
58	11.3	2.12	3.85	10.03	839.791	839.791	100.0
59	11.3	2.12	3.85	10.03	839.989	839.989	100.0
60	11.3	2.12	3.85	10.03	839.678	839.678	100.0
Sector 7 total	-	-	-	-	50421.879	48829.403	96.84

Sector 8 (105°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	11.4	2.47	3.57	10.07	821.843	729.456	88.76
2	11.4	2.47	3.57	10.07	821.795	729.356	88.75
3	11.4	2.47	3.57	10.07	822.020	733.325	89.21
4	11.4	2.47	3.57	10.08	822.606	747.654	90.89
5	11.4	2.47	3.57	10.08	822.722	796.259	96.78
6	11.4	2.47	3.57	10.08	822.828	723.761	87.96
7	11.4	2.47	3.57	10.08	821.774	745.191	90.68
8	11.4	2.47	3.56	10.07	820.634	737.001	89.81

9	11.4	2.47	3.56	10.07	820.541	752.806	91.75
10	11.4	2.47	3.56	10.07	820.482	820.482	100.0
11	11.4	2.47	3.57	10.08	822.440	744.650	90.54
12	11.4	2.47	3.57	10.08	822.337	747.774	90.93
13	11.4	2.47	3.57	10.08	823.341	749.366	91.02
14	11.4	2.47	3.57	10.08	823.421	746.532	90.66
15	11.4	2.47	3.57	10.08	822.273	796.071	96.81
16	11.4	2.47	3.57	10.08	821.839	732.595	89.14
17	11.4	2.47	3.56	10.07	821.383	763.914	93.0
18	11.4	2.47	3.57	10.08	822.264	754.487	91.76
19	11.4	2.47	3.56	10.07	820.347	752.627	91.75
20	11.4	2.47	3.56	10.07	820.838	820.838	100.0
21	11.4	2.47	3.57	10.08	823.338	780.626	94.81
22	11.4	2.47	3.57	10.08	823.115	786.072	95.5
23	11.4	2.47	3.57	10.08	823.529	800.525	97.21
24	11.4	2.47	3.57	10.08	822.869	801.595	97.41
25	11.4	2.47	3.57	10.08	823.379	792.140	96.21
26	11.4	2.47	3.57	10.08	821.816	779.214	94.82
27	11.4	2.47	3.56	10.08	821.602	789.666	96.11
28	11.4	2.47	3.56	10.07	821.404	808.024	98.37
29	11.4	2.47	3.57	10.08	822.173	822.173	100.0
30	11.4	2.47	3.56	10.07	821.097	821.097	100.0
31	11.4	2.47	3.57	10.08	823.011	733.805	89.16
32	11.4	2.47	3.57	10.08	822.614	733.406	89.16
33	11.4	2.47	3.57	10.08	823.331	739.635	89.83
34	11.4	2.47	3.57	10.08	823.515	755.616	91.75
35	11.4	2.47	3.57	10.08	822.599	809.860	98.45

36	11.4	2.47	3.57	10.08	822.252	724.739	88.14
37	11.4	2.47	3.57	10.08	821.902	745.342	90.69
38	11.4	2.47	3.56	10.08	821.600	737.951	89.82
39	11.4	2.47	3.56	10.08	821.546	753.812	91.76
40	11.4	2.47	3.56	10.08	821.368	821.368	100.0
41	11.4	2.47	3.57	10.08	822.833	755.060	91.76
42	11.4	2.47	3.57	10.08	822.216	754.447	91.76
43	11.4	2.47	3.57	10.08	823.159	755.376	91.77
44	11.4	2.47	3.57	10.08	822.408	754.636	91.76
45	11.4	2.47	3.57	10.08	822.656	822.656	100.0
46	11.4	2.47	3.57	10.08	821.846	741.076	90.17
47	11.4	2.47	3.57	10.08	822.247	767.892	93.39
48	11.4	2.47	3.57	10.08	822.181	754.431	91.76
49	11.4	2.47	3.57	10.08	822.400	754.648	91.76
50	11.4	2.47	3.57	10.08	821.967	821.967	100.0
51	11.4	2.47	3.57	10.08	823.326	823.326	100.0
52	11.4	2.47	3.57	10.08	823.448	823.448	100.0
53	11.4	2.47	3.57	10.08	822.835	822.835	100.0
54	11.4	2.47	3.57	10.08	822.949	822.949	100.0
55	11.4	2.47	3.57	10.08	823.188	823.188	100.0
56	11.4	2.47	3.57	10.08	822.724	822.724	100.0
57	11.4	2.47	3.57	10.08	822.896	822.896	100.0
58	11.4	2.47	3.56	10.08	821.855	821.855	100.0
59	11.4	2.47	3.57	10.08	822.494	822.494	100.0
60	11.4	2.47	3.57	10.08	822.207	822.207	100.0
Sector 8 total	-	-	-	-	49337.614	46570.918	94.39

Sector 9 (120°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	11.2	2.62	3.84	9.98	891.095	825.065	92.59
2	11.2	2.62	3.84	9.99	891.190	828.228	92.94
3	11.2	2.62	3.84	9.99	891.557	834.539	93.6
4	11.2	2.62	3.84	9.99	892.010	837.648	93.91
5	11.2	2.62	3.84	9.99	892.622	870.271	97.5
6	11.2	2.62	3.84	9.99	892.130	833.720	93.45
7	11.2	2.62	3.84	9.99	891.545	819.942	91.97
8	11.2	2.62	3.83	9.99	890.417	834.174	93.68
9	11.2	2.62	3.83	9.98	890.641	840.130	94.33
10	11.2	2.62	3.84	9.99	891.248	891.248	100.0
11	11.2	2.62	3.84	9.99	892.019	837.810	93.92
12	11.2	2.62	3.84	9.99	891.987	839.986	94.17
13	11.2	2.62	3.84	9.99	892.868	848.584	95.04
14	11.2	2.62	3.84	9.99	893.181	867.051	97.07
15	11.2	2.62	3.84	9.99	891.962	872.379	97.8
16	11.2	2.62	3.84	9.99	890.935	850.727	95.49
17	11.2	2.62	3.84	9.99	891.061	827.620	92.88
18	11.2	2.62	3.84	9.99	892.103	848.307	95.09
19	11.2	2.62	3.83	9.99	890.761	868.540	97.51
20	11.2	2.62	3.84	9.99	891.307	891.307	100.0
21	11.2	2.62	3.84	9.99	892.583	840.331	94.15
22	11.2	2.62	3.84	9.99	892.655	841.385	94.26
23	11.3	2.62	3.84	10.00	893.407	847.840	94.9
24	11.2	2.62	3.84	9.99	892.437	874.128	97.95
25	11.2	2.62	3.84	9.99	892.946	880.606	98.62

26	11.2	2.62	3.84	9.99	891.777	835.975	93.74
27	11.2	2.62	3.84	9.99	891.364	842.697	94.54
28	11.2	2.62	3.84	9.99	891.330	845.801	94.89
29	11.2	2.62	3.84	9.99	892.296	876.628	98.24
30	11.2	2.62	3.84	9.99	891.868	891.868	100.0
31	11.2	2.62	3.84	9.99	892.417	838.780	93.99
32	11.2	2.62	3.84	9.99	892.012	838.377	93.99
33	11.3	2.62	3.84	10.00	893.149	839.515	93.99
34	11.3	2.62	3.84	9.99	893.092	842.548	94.34
35	11.3	2.62	3.84	9.99	892.515	892.515	100.0
36	11.2	2.62	3.84	9.99	892.183	848.977	95.16
37	11.2	2.62	3.84	9.99	892.047	828.548	92.88
38	11.2	2.62	3.84	9.99	891.787	838.179	93.99
39	11.2	2.62	3.84	9.99	892.202	841.686	94.34
40	11.2	2.62	3.84	9.99	892.124	892.124	100.0
41	11.3	2.62	3.84	9.99	892.740	870.508	97.51
42	11.2	2.62	3.84	9.99	891.926	869.700	97.51
43	11.3	2.62	3.84	10.00	892.956	870.725	97.51
44	11.2	2.62	3.84	9.99	892.388	870.159	97.51
45	11.2	2.62	3.84	9.99	892.389	892.389	100.0
46	11.2	2.62	3.84	9.99	892.221	891.550	99.92
47	11.3	2.62	3.84	9.99	892.347	855.097	95.83
48	11.3	2.62	3.84	9.99	892.430	870.208	97.51
49	11.3	2.62	3.84	10.00	892.891	870.663	97.51
50	11.3	2.62	3.84	10.00	892.973	892.973	100.0
51	11.3	2.62	3.84	10.00	893.274	893.274	100.0
52	11.3	2.62	3.84	10.00	893.200	893.200	100.0

53	11.2	2.62	3.84	9.99	892.580	892.580	100.0
54	11.3	2.62	3.84	10.00	892.914	892.914	100.0
55	11.3	2.62	3.84	10.00	893.269	893.269	100.0
56	11.3	2.62	3.84	10.00	892.862	892.862	100.0
57	11.3	2.62	3.84	10.00	893.139	893.139	100.0
58	11.3	2.62	3.84	9.99	892.175	892.175	100.0
59	11.3	2.62	3.84	10.00	893.270	893.270	100.0
60	11.3	2.62	3.84	10.00	893.034	893.034	100.0
Sector 9 total	-	-	-	-	53533.798	51729.457	96.63

Sector 10 (135°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	11.2	2.81	4.27	9.93	1006.159	949.121	94.33
2	11.2	2.81	4.27	9.93	1006.479	949.440	94.33
3	11.2	2.81	4.28	9.94	1006.925	950.964	94.44
4	11.2	2.81	4.28	9.93	1006.930	959.403	95.28
5	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.138	1003.308	99.52
6	11.2	2.81	4.28	9.94	1006.942	958.012	95.14
7	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.397	947.069	94.01
8	11.2	2.81	4.27	9.94	1006.674	950.734	94.44
9	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.078	959.562	95.28
10	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.298	1005.861	99.76
11	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.193	958.354	95.15
12	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.311	958.470	95.15
13	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.568	958.729	95.15
14	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.138	968.043	96.02
15	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.483	1005.081	99.76

16	11.2	2.81	4.27	9.93	1006.021	953.996	94.83
17	11.2	2.81	4.27	9.94	1007.030	958.860	95.22
18	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.799	958.979	95.16
19	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.482	967.409	96.02
20	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.980	1005.577	99.76
21	11.2	2.81	4.28	9.93	1006.955	948.911	94.24
22	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.506	949.465	94.24
23	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.449	950.399	94.24
24	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.472	953.105	94.6
25	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.739	1007.739	100.0
26	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.890	953.574	94.61
27	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.331	947.401	94.05
28	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.555	949.538	94.24
29	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.369	954.001	94.61
30	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.805	1008.805	100.0
31	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.254	978.639	97.16
32	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.018	978.407	97.16
33	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.346	979.729	97.16
34	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.867	979.244	97.16
35	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.239	1005.803	99.76
36	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.063	991.460	98.35
37	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.359	973.451	96.54
38	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.185	979.575	97.16
39	11.2	2.81	4.28	9.95	1008.978	980.362	97.16
40	11.2	2.81	4.28	9.95	1009.039	1006.602	99.76
41	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.279	1005.876	99.76
42	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.559	1005.156	99.76

43	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.243	1005.840	99.76
44	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.253	1005.851	99.76
45	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.848	1005.445	99.76
46	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.702	1006.299	99.76
47	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.486	1006.084	99.76
48	11.2	2.81	4.28	9.95	1008.753	1006.350	99.76
49	11.2	2.81	4.28	9.95	1009.367	1006.964	99.76
50	11.2	2.81	4.28	9.95	1010.132	1007.728	99.76
51	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.642	1008.642	100.0
52	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.254	1008.254	100.0
53	11.2	2.81	4.28	9.94	1007.955	1007.955	100.0
54	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.495	1008.495	100.0
55	11.2	2.81	4.28	9.94	1008.877	1008.877	100.0
56	11.2	2.81	4.28	9.95	1008.819	1008.819	100.0
57	11.2	2.81	4.28	9.95	1009.152	1009.152	100.0
58	11.2	2.81	4.28	9.95	1008.655	1008.655	100.0
59	11.2	2.81	4.28	9.95	1010.045	1010.045	100.0
60	11.2	2.81	4.28	9.95	1009.940	1009.940	100.0
Sector 10 total	-	-	-	-	60478.910	58953.609	97.48

Sector 11 (150°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	10.1	2.89	4.54	9.02	961.962	730.916	75.98
2	10.1	2.89	4.54	9.02	962.392	731.262	75.98
3	10.1	2.89	4.54	9.02	962.805	731.679	75.99
4	10.1	2.89	4.54	9.02	962.428	731.307	75.99

5	10.1	2.89	4.55	9.03	963.842	734.856	76.24
6	10.1	2.89	4.54	9.02	962.501	731.945	76.05
7	10.1	2.89	4.55	9.03	963.689	732.044	75.96
8	10.1	2.89	4.55	9.03	963.624	732.756	76.04
9	10.1	2.89	4.55	9.03	964.081	733.106	76.04
10	10.1	2.89	4.55	9.04	965.769	736.888	76.3
11	10.1	2.89	4.55	9.02	962.805	762.009	79.14
12	10.1	2.89	4.55	9.02	963.024	762.215	79.15
13	10.1	2.89	4.54	9.02	962.629	761.862	79.14
14	10.1	2.89	4.55	9.03	963.216	762.439	79.16
15	10.1	2.89	4.55	9.03	963.406	763.944	79.3
16	10.1	2.89	4.54	9.02	962.126	761.824	79.18
17	10.1	2.89	4.55	9.03	963.659	762.347	79.11
18	10.1	2.89	4.55	9.03	963.760	762.940	79.16
19	10.1	2.89	4.55	9.03	964.873	764.251	79.21
20	10.1	2.89	4.55	9.03	965.004	765.644	79.34
21	10.1	2.89	4.54	9.02	962.021	867.604	90.19
22	10.1	2.89	4.54	9.02	962.840	868.422	90.19
23	10.1	2.89	4.55	9.03	963.445	869.006	90.2
24	10.1	2.89	4.54	9.02	962.981	868.558	90.19
25	10.1	2.89	4.54	9.02	962.910	869.023	90.25
26	10.1	2.89	4.55	9.03	964.333	870.452	90.26
27	10.1	2.89	4.55	9.03	963.846	868.696	90.13
28	10.1	2.89	4.55	9.03	964.221	869.784	90.21
29	10.1	2.89	4.55	9.03	964.501	870.011	90.2
30	10.1	2.89	4.55	9.04	965.810	871.938	90.28
31	10.1	2.89	4.54	9.02	962.719	749.594	77.86

32	10.1	2.89	4.54	9.02	962.689	749.564	77.86
33	10.1	2.89	4.55	9.03	963.771	750.599	77.88
34	10.1	2.89	4.54	9.03	963.039	749.892	77.87
35	10.1	2.89	4.55	9.03	964.214	751.036	77.89
36	10.1	2.89	4.55	9.03	964.202	750.965	77.88
37	10.1	2.89	4.55	9.03	964.867	751.631	77.9
38	10.1	2.89	4.55	9.03	964.925	751.686	77.9
39	10.1	2.89	4.55	9.04	966.010	752.691	77.92
40	10.1	2.89	4.55	9.04	966.011	752.848	77.93
41	10.1	2.89	4.55	9.03	964.051	797.221	82.69
42	10.1	2.89	4.55	9.03	963.625	796.829	82.69
43	10.1	2.89	4.55	9.03	963.844	797.051	82.69
44	10.1	2.89	4.55	9.03	964.306	797.466	82.7
45	10.1	2.89	4.55	9.03	963.696	796.891	82.69
46	10.1	2.89	4.55	9.03	965.340	798.455	82.71
47	10.1	2.89	4.55	9.03	964.795	797.946	82.71
48	10.1	2.89	4.55	9.03	965.145	798.266	82.71
49	10.1	2.89	4.55	9.03	965.670	798.729	82.71
50	10.1	2.89	4.56	9.04	967.200	800.179	82.73
51	10.1	2.89	4.55	9.03	964.098	964.098	100.0
52	10.1	2.89	4.55	9.03	963.557	963.557	100.0
53	10.1	2.89	4.55	9.03	963.700	963.700	100.0
54	10.1	2.89	4.55	9.03	964.250	964.250	100.0
55	10.1	2.89	4.55	9.03	964.538	964.538	100.0
56	10.1	2.89	4.55	9.03	964.831	964.831	100.0
57	10.1	2.89	4.55	9.03	965.140	965.140	100.0
58	10.1	2.89	4.55	9.04	965.412	965.412	100.0

59	10.1	2.89	4.55	9.04	966.617	966.617	100.0
60	10.1	2.89	4.55	9.04	966.787	966.787	100.0
Sector 11 total	-	-	-	-	57843.548	48788.189	84.35

Sector 12 (165°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.2	2.67	3.75	8.19	682.839	622.697	91.19
2	9.2	2.67	3.75	8.19	683.152	608.723	89.11
3	9.2	2.67	3.75	8.19	683.268	599.173	87.69
4	9.2	2.67	3.75	8.19	682.538	598.468	87.68
5	9.2	2.67	3.75	8.19	683.374	599.275	87.69
6	9.2	2.67	3.75	8.19	682.745	622.632	91.2
7	9.2	2.67	3.75	8.20	684.156	610.104	89.18
8	9.2	2.67	3.76	8.20	685.286	601.247	87.74
9	9.2	2.67	3.76	8.20	685.382	600.779	87.66
10	9.2	2.67	3.76	8.20	686.347	602.072	87.72
11	9.2	2.67	3.75	8.19	682.823	631.631	92.5
12	9.2	2.67	3.75	8.19	683.062	600.030	87.84
13	9.2	2.67	3.75	8.19	682.202	596.138	87.38
14	9.2	2.67	3.75	8.19	682.624	596.547	87.39
15	9.2	2.67	3.75	8.19	683.586	597.476	87.4
16	9.2	2.67	3.75	8.19	683.459	632.243	92.51
17	9.2	2.67	3.75	8.20	684.600	603.451	88.15
18	9.2	2.67	3.75	8.19	683.768	596.933	87.3
19	9.2	2.67	3.76	8.20	686.074	599.615	87.4
20	9.2	2.67	3.76	8.20	685.697	599.438	87.42

21	9.2	2.67	3.75	8.19	681.774	681.774	100.0
22	9.2	2.67	3.75	8.19	682.430	626.690	91.83
23	9.2	2.67	3.75	8.19	682.760	626.398	91.74
24	9.2	2.67	3.75	8.19	682.777	626.415	91.75
25	9.2	2.67	3.75	8.19	682.438	626.087	91.74
26	9.2	2.67	3.75	8.20	684.616	684.616	100.0
27	9.2	2.67	3.75	8.20	684.527	633.949	92.61
28	9.2	2.67	3.75	8.20	684.821	625.776	91.38
29	9.2	2.67	3.75	8.20	684.238	627.746	91.74
30	9.2	2.67	3.76	8.20	685.882	629.402	91.77
31	9.2	2.67	3.75	8.19	682.669	622.554	91.19
32	9.2	2.67	3.75	8.19	682.971	622.840	91.2
33	9.2	2.67	3.75	8.19	683.127	623.006	91.2
34	9.2	2.67	3.75	8.19	682.542	622.427	91.19
35	9.2	2.67	3.75	8.20	684.011	623.864	91.21
36	9.2	2.67	3.75	8.20	684.215	624.041	91.21
37	9.2	2.67	3.75	8.20	684.903	624.714	91.21
38	9.2	2.67	3.75	8.20	685.162	624.961	91.21
39	9.2	2.67	3.76	8.20	685.755	625.533	91.22
40	9.2	2.67	3.76	8.20	686.025	625.783	91.22
41	9.2	2.67	3.75	8.19	683.595	632.386	92.51
42	9.2	2.67	3.75	8.20	683.918	632.704	92.51
43	9.2	2.67	3.75	8.19	683.295	632.099	92.51
44	9.2	2.67	3.75	8.20	684.144	632.918	92.51
45	9.2	2.67	3.75	8.19	683.629	632.418	92.51
46	9.2	2.67	3.75	8.20	685.162	633.898	92.52
47	9.2	2.67	3.75	8.20	684.663	633.420	92.52

48	9.2	2.67	3.75	8.20	684.872	633.610	92.52
49	9.2	2.67	3.75	8.20	684.913	633.646	92.51
50	9.2	2.67	3.76	8.20	686.139	634.839	92.52
51	9.2	2.67	3.75	8.19	683.363	683.363	100.0
52	9.2	2.67	3.75	8.19	682.942	682.942	100.0
53	9.2	2.67	3.75	8.19	683.449	683.449	100.0
54	9.2	2.67	3.75	8.19	683.655	683.655	100.0
55	9.2	2.67	3.75	8.20	683.718	683.718	100.0
56	9.2	2.67	3.75	8.20	684.283	684.283	100.0
57	9.2	2.67	3.75	8.20	684.355	684.355	100.0
58	9.2	2.67	3.75	8.20	685.409	685.409	100.0
59	9.2	2.67	3.76	8.20	685.559	685.559	100.0
60	9.2	2.67	3.76	8.20	685.892	685.892	100.0
Sector 12 total	-	-	-	-	41041.580	37921.804	92.4

Sector 13 (180°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.3	2.31	4.02	8.26	724.735	724.735	100.0
2	9.3	2.31	4.02	8.26	724.995	668.408	92.19
3	9.3	2.31	4.02	8.26	725.080	663.037	91.44
4	9.3	2.31	4.02	8.26	724.455	655.450	90.47
5	9.3	2.31	4.02	8.26	725.123	654.370	90.24
6	9.3	2.31	4.02	8.26	724.692	712.298	98.29
7	9.3	2.31	4.03	8.26	725.841	672.492	92.65
8	9.3	2.31	4.03	8.27	726.856	662.775	91.18
9	9.3	2.31	4.03	8.26	726.866	657.911	90.51

10	9.3	2.31	4.03	8.27	727.600	656.592	90.24
11	9.3	2.31	4.02	8.26	724.670	724.670	100.0
12	9.3	2.31	4.02	8.26	724.876	724.876	100.0
13	9.3	2.31	4.02	8.26	724.063	688.318	95.06
14	9.3	2.31	4.02	8.26	724.339	681.200	94.04
15	9.3	2.31	4.02	8.26	725.352	681.395	93.94
16	9.3	2.31	4.02	8.26	725.365	719.873	99.24
17	9.3	2.31	4.03	8.26	726.263	726.263	100.0
18	9.3	2.31	4.03	8.26	725.485	690.485	95.18
19	9.3	2.31	4.03	8.27	727.438	683.753	93.99
20	9.3	2.31	4.03	8.27	727.090	682.869	93.92
21	9.3	2.31	4.02	8.25	723.805	723.805	100.0
22	9.3	2.31	4.02	8.26	724.353	704.989	97.33
23	9.3	2.31	4.02	8.26	724.379	672.399	92.82
24	9.3	2.31	4.02	8.26	724.655	669.860	92.44
25	9.3	2.31	4.02	8.26	724.298	669.518	92.44
26	9.3	2.31	4.03	8.26	726.230	726.230	100.0
27	9.3	2.31	4.03	8.26	726.181	706.256	97.26
28	9.3	2.31	4.03	8.26	726.405	675.118	92.94
29	9.3	2.31	4.03	8.26	725.849	670.605	92.39
30	9.3	2.31	4.03	8.27	727.182	672.192	92.44
31	9.3	2.31	4.02	8.26	724.607	724.607	100.0
32	9.3	2.31	4.02	8.26	724.869	668.286	92.19
33	9.3	2.31	4.02	8.26	724.901	668.330	92.2
34	9.3	2.31	4.02	8.26	724.388	667.819	92.19
35	9.3	2.31	4.03	8.26	725.714	669.117	92.2
36	9.3	2.31	4.03	8.26	725.883	725.883	100.0

37	9.3	2.31	4.03	8.27	726.457	673.645	92.73
38	9.3	2.31	4.03	8.27	726.680	667.936	91.92
39	9.3	2.31	4.03	8.27	727.122	670.454	92.21
40	9.3	2.31	4.03	8.27	727.337	670.660	92.21
41	9.3	2.31	4.02	8.26	725.339	725.339	100.0
42	9.3	2.31	4.03	8.26	725.658	725.658	100.0
43	9.3	2.31	4.02	8.26	725.100	725.100	100.0
44	9.3	2.31	4.03	8.26	725.810	725.810	100.0
45	9.3	2.31	4.02	8.26	725.403	725.403	100.0
46	9.3	2.31	4.03	8.27	726.642	726.642	100.0
47	9.3	2.31	4.03	8.26	726.262	726.262	100.0
48	9.3	2.31	4.03	8.27	726.418	726.418	100.0
49	9.3	2.31	4.03	8.26	726.404	726.404	100.0
50	9.3	2.31	4.03	8.27	727.237	727.237	100.0
51	9.3	2.31	4.02	8.26	725.060	725.060	100.0
52	9.3	2.31	4.02	8.26	724.718	724.718	100.0
53	9.3	2.31	4.02	8.26	725.245	725.245	100.0
54	9.3	2.31	4.02	8.26	725.381	725.381	100.0
55	9.3	2.31	4.02	8.26	725.394	725.394	100.0
56	9.3	2.31	4.03	8.26	725.917	725.917	100.0
57	9.3	2.31	4.03	8.26	725.969	725.969	100.0
58	9.3	2.31	4.03	8.27	726.894	726.894	100.0
59	9.3	2.31	4.03	8.27	726.910	726.910	100.0
60	9.3	2.31	4.03	8.27	727.191	727.191	100.0
Sector 13 total	-	-	-	-	43541.434	41948.434	96.34

Sector 14 (195°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.4	2.03	4.02	7.41	605.766	605.766	100.0
2	8.4	2.03	4.02	7.41	605.823	527.963	87.15
3	8.4	2.03	4.02	7.41	605.712	512.116	84.55
4	8.4	2.03	4.02	7.40	605.231	509.441	84.17
5	8.4	2.03	4.02	7.40	605.223	506.504	83.69
6	8.4	2.03	4.02	7.41	605.652	571.943	94.43
7	8.4	2.03	4.02	7.41	606.173	519.574	85.71
8	8.4	2.03	4.03	7.41	607.315	512.820	84.44
9	8.4	2.03	4.03	7.41	606.929	510.244	84.07
10	8.4	2.03	4.03	7.41	606.936	507.882	83.68
11	8.4	2.03	4.02	7.40	605.216	605.216	100.0
12	8.4	2.03	4.02	7.40	605.331	527.502	87.14
13	8.4	2.03	4.02	7.40	604.639	526.858	87.14
14	8.4	2.03	4.02	7.40	604.605	518.894	85.82
15	8.4	2.03	4.02	7.41	605.775	514.122	84.87
16	8.4	2.03	4.03	7.41	606.812	572.996	94.43
17	8.4	2.03	4.03	7.41	606.768	522.600	86.13
18	8.4	2.03	4.02	7.41	605.702	527.538	87.1
19	8.4	2.03	4.03	7.41	607.191	521.561	85.9
20	8.4	2.03	4.03	7.41	606.680	514.546	84.81
21	8.4	2.03	4.02	7.40	604.775	604.775	100.0
22	8.4	2.03	4.02	7.40	604.931	604.931	100.0
23	8.4	2.03	4.02	7.40	604.470	580.569	96.05
24	8.4	2.03	4.02	7.41	605.218	559.252	92.4
25	8.4	2.03	4.02	7.40	604.836	551.657	91.21
26	8.4	2.03	4.03	7.41	606.316	581.221	95.86

27	8.4	2.03	4.03	7.41	606.564	599.310	98.8
28	8.4	2.03	4.03	7.41	606.558	584.050	96.29
29	8.4	2.03	4.02	7.41	605.673	558.342	92.19
30	8.4	2.03	4.03	7.41	606.396	553.244	91.23
31	8.4	2.03	4.02	7.41	605.402	605.402	100.0
32	8.4	2.03	4.02	7.41	605.698	527.859	87.15
33	8.4	2.03	4.02	7.41	605.113	511.567	84.54
34	8.4	2.03	4.02	7.40	604.925	511.402	84.54
35	8.4	2.03	4.02	7.41	605.837	512.250	84.55
36	8.4	2.03	4.02	7.41	605.995	605.995	100.0
37	8.4	2.03	4.02	7.41	606.290	526.773	86.88
38	8.4	2.03	4.03	7.41	606.510	514.287	84.79
39	8.4	2.03	4.03	7.41	606.419	512.573	84.52
40	8.4	2.03	4.03	7.41	606.562	512.900	84.56
41	8.4	2.03	4.02	7.41	605.452	605.452	100.0
42	8.4	2.03	4.02	7.41	606.080	528.226	87.15
43	8.4	2.03	4.02	7.41	605.355	527.550	87.15
44	8.4	2.03	4.02	7.41	605.846	527.989	87.15
45	8.4	2.03	4.02	7.41	605.775	527.935	87.15
46	8.4	2.03	4.02	7.41	606.205	606.205	100.0
47	8.4	2.03	4.02	7.41	606.146	526.652	86.89
48	8.4	2.03	4.02	7.41	606.098	529.172	87.31
49	8.4	2.03	4.02	7.41	605.735	527.853	87.14
50	8.4	2.03	4.03	7.41	606.276	528.378	87.15
51	8.4	2.03	4.02	7.41	605.092	605.092	100.0
52	8.4	2.03	4.02	7.41	605.013	605.013	100.0
53	8.4	2.03	4.02	7.41	605.582	605.582	100.0

54	8.4	2.03	4.02	7.41	605.411	605.411	100.0
55	8.4	2.03	4.02	7.41	605.265	605.265	100.0
56	8.4	2.03	4.02	7.41	605.727	605.727	100.0
57	8.4	2.03	4.02	7.41	605.632	605.632	100.0
58	8.4	2.03	4.03	7.41	606.563	606.563	100.0
59	8.4	2.03	4.02	7.41	605.992	605.992	100.0
60	8.4	2.03	4.02	7.41	606.274	606.274	100.0
Sector 14 total	-	-	-	-	36349.485	33246.407	91.46

Sector 15 (210°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.4	2.16	4.32	8.29	771.484	771.484	100.0
2	9.4	2.16	4.32	8.29	771.516	746.218	96.72
3	9.4	2.16	4.32	8.29	771.377	710.643	92.13
4	9.4	2.16	4.32	8.29	770.900	697.540	90.48
5	9.4	2.16	4.32	8.29	770.788	693.026	89.91
6	9.4	2.16	4.32	8.29	771.386	745.395	96.63
7	9.4	2.16	4.32	8.29	771.812	738.559	95.69
8	9.4	2.16	4.32	8.30	773.197	693.647	89.71
9	9.4	2.16	4.32	8.29	772.885	694.034	89.8
10	9.4	2.16	4.32	8.29	772.837	690.375	89.33
11	9.4	2.16	4.32	8.29	770.839	770.839	100.0
12	9.4	2.16	4.32	8.29	770.948	745.661	96.72
13	9.4	2.16	4.32	8.29	770.262	712.695	92.53
14	9.4	2.16	4.31	8.29	770.172	712.616	92.53
15	9.4	2.16	4.32	8.29	771.418	712.135	92.32

16	9.4	2.16	4.32	8.29	772.502	731.434	94.68
17	9.4	2.16	4.32	8.29	772.466	729.872	94.49
18	9.4	2.16	4.32	8.29	771.301	691.850	89.7
19	9.4	2.16	4.32	8.30	773.344	711.936	92.06
20	9.4	2.16	4.32	8.29	772.648	710.151	91.91
21	9.4	2.16	4.32	8.29	770.464	770.464	100.0
22	9.4	2.16	4.32	8.29	770.567	770.567	100.0
23	9.4	2.16	4.31	8.29	770.008	770.008	100.0
24	9.4	2.16	4.32	8.29	770.865	758.573	98.41
25	9.4	2.16	4.32	8.29	770.463	739.447	95.97
26	9.4	2.16	4.32	8.29	771.931	720.986	93.4
27	9.4	2.16	4.32	8.29	772.229	737.527	95.51
28	9.4	2.16	4.32	8.29	772.179	748.860	96.98
29	9.4	2.16	4.32	8.29	771.207	748.892	97.11
30	9.4	2.16	4.32	8.29	772.114	738.211	95.61
31	9.4	2.16	4.32	8.29	771.102	771.102	100.0
32	9.4	2.16	4.32	8.29	771.413	746.120	96.72
33	9.4	2.16	4.32	8.29	770.714	710.017	92.12
34	9.4	2.16	4.32	8.29	770.566	697.230	90.48
35	9.4	2.16	4.32	8.29	771.451	693.679	89.92
36	9.4	2.16	4.32	8.29	771.601	770.798	99.9
37	9.4	2.16	4.32	8.29	771.864	760.821	98.57
38	9.4	2.16	4.32	8.29	772.195	700.910	90.77
39	9.4	2.16	4.32	8.29	772.164	700.121	90.67
40	9.4	2.16	4.32	8.29	772.306	694.064	89.87
41	9.4	2.16	4.32	8.29	771.042	771.042	100.0
42	9.4	2.16	4.32	8.29	771.742	746.452	96.72

43	9.4	2.16	4.32	8.29	770.972	713.406	92.53
44	9.4	2.16	4.32	8.29	771.439	713.857	92.54
45	9.4	2.16	4.32	8.29	771.423	713.836	92.53
46	9.4	2.16	4.32	8.29	771.854	771.854	100.0
47	9.4	2.16	4.32	8.29	771.732	760.692	98.57
48	9.4	2.16	4.32	8.29	771.644	702.215	91.0
49	9.4	2.16	4.32	8.29	771.223	717.871	93.08
50	9.4	2.16	4.32	8.29	771.595	713.993	92.53
51	9.4	2.16	4.32	8.29	770.661	770.661	100.0
52	9.4	2.16	4.32	8.29	770.624	770.624	100.0
53	9.4	2.16	4.32	8.29	771.218	771.218	100.0
54	9.4	2.16	4.32	8.29	770.988	770.988	100.0
55	9.4	2.16	4.32	8.29	770.814	770.814	100.0
56	9.4	2.16	4.32	8.29	771.281	771.281	100.0
57	9.4	2.16	4.32	8.29	771.164	771.164	100.0
58	9.4	2.16	4.32	8.30	772.264	772.264	100.0
59	9.4	2.16	4.32	8.29	771.446	771.446	100.0
60	9.4	2.16	4.32	8.29	771.788	771.788	100.0
Sector 15 total	-	-	-	-	46288.400	44195.979	95.48

Sector 16 (225°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.745	1095.745	100.0
2	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.625	1092.858	99.75
3	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.375	1062.772	97.02
4	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.006	1032.450	94.29

5	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.441	1018.417	93.05
6	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.689	1044.615	95.34
7	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.507	1029.616	93.99
8	10.3	2.05	5.54	9.15	1096.278	1052.130	95.97
9	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.306	1023.355	93.43
10	10.3	2.05	5.53	9.14	1093.715	1011.096	92.45
11	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.774	1094.774	100.0
12	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.817	1092.051	99.75
13	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.246	1061.657	97.02
14	10.3	2.05	5.53	9.15	1093.946	1031.421	94.28
15	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.300	1023.097	93.41
16	10.3	2.05	5.54	9.16	1096.984	1081.622	98.6
17	10.3	2.05	5.54	9.15	1096.164	1037.988	94.69
18	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.040	1058.358	96.65
19	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.903	1022.528	93.39
20	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.509	1012.270	92.49
21	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.740	1094.740	100.0
22	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.560	1091.795	99.75
23	10.3	2.05	5.53	9.15	1093.658	1090.859	99.74
24	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.852	1092.052	99.74
25	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.449	1091.649	99.74
26	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.428	1052.668	96.1
27	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.898	1021.120	93.18
28	10.3	2.05	5.54	9.15	1095.607	1056.436	96.42
29	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.616	1060.183	96.85
30	10.3	2.05	5.53	9.14	1093.495	1064.060	97.31
31	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.285	1095.285	100.0

32	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.609	1092.843	99.75
33	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.498	1061.917	97.02
34	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.575	1032.045	94.29
35	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.170	1019.145	93.06
36	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.260	1044.559	95.37
37	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.185	1032.970	94.32
38	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.206	1053.189	96.16
39	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.127	1024.799	93.66
40	10.3	2.05	5.53	9.15	1093.879	1013.850	92.68
41	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.740	1094.740	100.0
42	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.630	1092.864	99.75
43	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.793	1062.212	97.02
44	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.081	1032.546	94.29
45	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.314	1023.121	93.41
46	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.692	1093.775	99.92
47	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.195	1051.863	96.04
48	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.930	1071.500	97.86
49	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.261	1029.451	94.08
50	10.3	2.05	5.53	9.14	1092.868	1017.088	93.07
51	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.318	1094.318	100.0
52	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.467	1091.702	99.75
53	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.088	1092.289	99.74
54	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.635	1091.835	99.74
55	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.359	1091.560	99.74
56	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.787	1094.787	100.0
57	10.3	2.05	5.53	9.15	1094.573	1051.394	96.06
58	10.3	2.05	5.53	9.15	1095.167	1095.167	100.0

59	10.3	2.05	5.53	9.15	1093.836	1091.071	99.75
60	10.3	2.05	5.53	9.15	1093.774	1090.977	99.74
Sector 16 total	-	-	-	-	65691.967	63619.236	96.84

Sector 17 (240°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.0	1.85	5.22	7.99	858.825	858.825	100.0
2	9.0	1.85	5.22	7.99	858.526	715.188	83.3
3	9.0	1.85	5.22	7.99	858.440	679.694	79.18
4	9.0	1.85	5.22	7.99	859.048	664.507	77.35
5	9.0	1.85	5.22	7.99	858.219	654.990	76.32
6	9.0	1.85	5.22	8.00	859.713	795.338	92.51
7	9.0	1.85	5.22	7.99	858.072	696.555	81.18
8	9.0	1.85	5.22	7.99	857.892	698.024	81.37
9	9.0	1.85	5.21	7.99	857.094	661.968	77.23
10	9.0	1.85	5.21	7.98	855.717	650.724	76.04
11	9.0	1.85	5.22	7.99	858.548	858.548	100.0
12	9.0	1.85	5.22	7.99	858.361	715.060	83.31
13	9.0	1.85	5.22	7.99	859.265	680.503	79.2
14	9.0	1.85	5.22	7.99	858.850	664.336	77.35
15	9.0	1.85	5.22	7.99	858.423	655.144	76.32
16	9.0	1.85	5.22	8.00	859.642	797.200	92.74
17	9.0	1.85	5.22	7.99	858.286	697.645	81.28
18	9.0	1.85	5.22	7.99	858.093	701.806	81.79
19	9.0	1.85	5.21	7.99	856.632	663.441	77.45
20	9.0	1.85	5.21	7.99	856.563	652.928	76.23

21	9.0	1.85	5.22	8.00	859.901	859.901	100.0
22	9.0	1.85	5.22	7.99	859.188	715.813	83.31
23	9.0	1.85	5.22	7.99	858.636	679.915	79.19
24	9.0	1.85	5.22	7.99	859.025	664.495	77.35
25	9.0	1.85	5.22	8.00	859.334	657.049	76.46
26	9.0	1.85	5.22	7.99	857.876	848.356	98.89
27	9.0	1.85	5.22	7.99	858.196	713.713	83.16
28	9.0	1.85	5.22	7.99	857.737	708.887	82.65
29	9.0	1.85	5.21	7.99	857.485	668.338	77.94
30	9.0	1.85	5.21	7.98	855.846	654.687	76.5
31	9.0	1.85	5.22	8.00	859.578	859.578	100.0
32	9.0	1.85	5.22	8.00	859.331	715.947	83.31
33	9.0	1.85	5.22	8.00	858.956	680.235	79.19
34	9.0	1.85	5.22	8.00	859.499	664.954	77.37
35	9.0	1.85	5.22	7.99	858.377	655.130	76.32
36	9.0	1.85	5.22	7.99	858.102	793.748	92.5
37	9.0	1.85	5.21	7.99	857.615	696.209	81.18
38	9.0	1.85	5.21	7.99	857.472	697.682	81.36
39	9.0	1.85	5.21	7.99	856.537	661.552	77.24
40	9.0	1.85	5.21	7.99	856.244	651.265	76.06
41	9.0	1.85	5.22	7.99	858.452	858.452	100.0
42	9.0	1.85	5.22	7.99	858.507	715.218	83.31
43	9.0	1.85	5.22	8.00	858.951	680.255	79.2
44	9.0	1.85	5.22	7.99	858.052	663.610	77.34
45	9.0	1.85	5.22	7.99	858.760	655.541	76.34
46	9.0	1.85	5.21	7.99	857.166	794.792	92.72
47	9.0	1.85	5.22	7.99	857.890	697.371	81.29

48	9.0	1.85	5.21	7.99	857.552	701.362	81.79
49	9.0	1.85	5.21	7.99	857.082	663.934	77.46
50	9.0	1.85	5.21	7.98	855.638	652.127	76.22
51	9.0	1.85	5.22	7.99	858.667	858.667	100.0
52	9.0	1.85	5.22	8.00	859.133	715.823	83.32
53	9.0	1.85	5.22	7.99	858.823	680.085	79.19
54	9.0	1.85	5.22	7.99	858.434	663.996	77.35
55	9.0	1.85	5.22	7.99	858.385	656.247	76.45
56	9.0	1.85	5.22	7.99	858.015	849.552	99.01
57	9.0	1.85	5.21	7.99	857.952	713.790	83.2
58	9.0	1.85	5.21	7.99	857.517	709.858	82.78
59	9.0	1.85	5.21	7.99	856.704	668.287	78.01
60	9.0	1.85	5.21	7.99	856.502	656.034	76.59
Sector 17 total	-	-	-	-	51487.338	42664.874	82.86

Sector 18 (255°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.2	2.07	4.92	7.30	725.759	725.759	100.0
2	8.2	2.07	4.92	7.30	725.466	669.761	92.32
3	8.2	2.07	4.91	7.30	725.345	660.862	91.11
4	8.2	2.07	4.92	7.30	725.810	658.598	90.74
5	8.2	2.07	4.91	7.30	724.968	656.914	90.61
6	8.2	2.07	4.92	7.31	726.519	676.365	93.1
7	8.2	2.07	4.91	7.30	724.952	699.578	96.5
8	8.2	2.07	4.91	7.30	724.707	618.680	85.37
9	8.2	2.07	4.91	7.30	723.844	651.488	90.0

10	8.2	2.07	4.90	7.29	722.333	652.477	90.33
11	8.2	2.07	4.91	7.30	725.326	725.326	100.0
12	8.2	2.07	4.91	7.30	725.173	669.489	92.32
13	8.2	2.07	4.92	7.30	725.949	661.456	91.12
14	8.2	2.07	4.91	7.30	725.598	636.088	87.66
15	8.2	2.07	4.91	7.30	725.315	625.256	86.2
16	8.2	2.07	4.92	7.31	726.661	662.924	91.23
17	8.2	2.07	4.91	7.30	725.164	676.102	93.23
18	8.2	2.07	4.91	7.30	724.975	607.257	83.76
19	8.2	2.07	4.91	7.30	723.324	621.112	85.87
20	8.2	2.07	4.91	7.30	723.271	620.587	85.8
21	8.2	2.07	4.92	7.31	726.520	726.520	100.0
22	8.2	2.07	4.92	7.30	725.845	670.129	92.32
23	8.2	2.07	4.91	7.30	725.424	660.956	91.11
24	8.2	2.07	4.92	7.30	725.758	636.233	87.66
25	8.2	2.07	4.92	7.31	726.024	625.933	86.21
26	8.2	2.07	4.91	7.30	724.732	659.796	91.04
27	8.2	2.07	4.91	7.30	725.076	673.231	92.85
28	8.2	2.07	4.91	7.30	724.568	603.777	83.33
29	8.2	2.07	4.91	7.30	724.323	619.201	85.49
30	8.2	2.07	4.90	7.29	722.499	617.150	85.42
31	8.2	2.07	4.92	7.31	726.325	726.325	100.0
32	8.2	2.07	4.92	7.31	726.171	670.443	92.33
33	8.2	2.07	4.91	7.31	725.676	661.204	91.12
34	8.2	2.07	4.92	7.31	726.211	658.999	90.74
35	8.2	2.07	4.91	7.30	725.243	657.184	90.62
36	8.2	2.07	4.91	7.30	724.992	673.244	92.86

37	8.2	2.07	4.91	7.30	724.443	694.230	95.83
38	8.2	2.07	4.91	7.30	724.276	614.391	84.83
39	8.2	2.07	4.90	7.30	723.255	644.199	89.07
40	8.2	2.07	4.90	7.30	722.925	645.337	89.27
41	8.2	2.07	4.91	7.30	725.228	725.228	100.0
42	8.2	2.07	4.91	7.30	725.437	669.755	92.32
43	8.2	2.07	4.91	7.31	725.676	661.211	91.12
44	8.2	2.07	4.91	7.30	724.943	635.471	87.66
45	8.2	2.07	4.91	7.30	725.608	625.550	86.21
46	8.2	2.07	4.91	7.30	723.956	660.327	91.21
47	8.2	2.07	4.91	7.30	724.755	675.715	93.23
48	8.2	2.07	4.91	7.30	724.384	606.741	83.76
49	8.2	2.07	4.91	7.30	723.882	621.535	85.86
50	8.2	2.07	4.90	7.30	722.336	619.405	85.75
51	8.2	2.07	4.91	7.30	725.416	725.416	100.0
52	8.2	2.07	4.91	7.31	725.860	670.168	92.33
53	8.2	2.07	4.91	7.30	725.625	661.148	91.11
54	8.2	2.07	4.91	7.30	725.189	635.719	87.66
55	8.2	2.07	4.91	7.30	725.136	625.131	86.21
56	8.2	2.07	4.91	7.30	724.849	659.932	91.04
57	8.2	2.07	4.91	7.30	724.748	672.938	92.85
58	8.2	2.07	4.91	7.30	724.327	603.600	83.33
59	8.2	2.07	4.90	7.30	723.457	618.462	85.49
60	8.2	2.07	4.90	7.30	723.222	617.908	85.44
Sector 18 total	-	-	-	-	43494.773	39305.925	90.37

Sector 19 (270°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.5	1.83	6.22	7.55	948.419	948.419	100.0
2	8.5	1.83	6.22	7.55	948.206	948.206	100.0
3	8.5	1.83	6.22	7.55	948.358	948.358	100.0
4	8.5	1.83	6.22	7.56	949.163	949.163	100.0
5	8.5	1.83	6.22	7.56	948.806	948.806	100.0
6	8.5	1.83	6.22	7.56	949.747	949.747	100.0
7	8.5	1.83	6.22	7.55	947.887	947.887	100.0
8	8.5	1.83	6.21	7.55	946.654	946.654	100.0
9	8.5	1.83	6.21	7.55	946.110	946.110	100.0
10	8.5	1.83	6.21	7.55	945.168	945.168	100.0
11	8.5	1.83	6.22	7.55	948.754	948.754	100.0
12	8.5	1.83	6.22	7.55	948.565	948.565	100.0
13	8.5	1.83	6.22	7.56	949.916	875.891	92.21
14	8.5	1.83	6.22	7.56	949.773	867.119	91.3
15	8.5	1.83	6.22	7.56	948.562	865.953	91.29
16	8.5	1.83	6.22	7.56	948.873	907.966	95.69
17	8.5	1.83	6.21	7.55	947.618	921.117	97.2
18	8.5	1.83	6.22	7.55	948.370	875.657	92.33
19	8.5	1.83	6.21	7.55	945.626	862.991	91.26
20	8.5	1.83	6.21	7.55	946.067	861.440	91.05
21	8.5	1.83	6.23	7.56	950.250	950.250	100.0
22	8.5	1.83	6.22	7.56	949.671	949.671	100.0
23	8.5	1.83	6.22	7.56	949.760	875.742	92.21
24	8.5	1.83	6.22	7.56	949.385	858.986	90.48
25	8.5	1.83	6.22	7.56	949.988	850.391	89.52
26	8.5	1.83	6.22	7.55	947.800	885.019	93.38

27	8.5	1.83	6.22	7.55	947.777	898.715	94.82
28	8.5	1.83	6.21	7.55	947.318	868.510	91.68
29	8.5	1.83	6.22	7.55	947.928	855.171	90.21
30	8.5	1.83	6.21	7.55	945.849	844.934	89.33
31	8.5	1.83	6.22	7.56	949.820	949.820	100.0
32	8.5	1.83	6.22	7.56	949.355	949.355	100.0
33	8.5	1.83	6.22	7.56	949.746	949.746	100.0
34	8.5	1.83	6.22	7.56	950.209	948.285	99.8
35	8.5	1.83	6.22	7.56	948.817	928.770	97.89
36	8.5	1.83	6.22	7.56	948.358	913.784	96.35
37	8.5	1.83	6.21	7.55	947.719	907.739	95.78
38	8.5	1.83	6.21	7.55	947.340	909.836	96.04
39	8.5	1.83	6.21	7.55	946.704	911.779	96.31
40	8.5	1.83	6.21	7.55	946.334	907.403	95.89
41	8.5	1.83	6.22	7.56	949.042	949.042	100.0
42	8.5	1.83	6.22	7.56	948.564	948.564	100.0
43	8.5	1.83	6.22	7.56	949.593	875.575	92.21
44	8.5	1.83	6.22	7.56	948.478	865.863	91.29
45	8.5	1.83	6.22	7.56	949.079	866.431	91.29
46	8.5	1.83	6.21	7.55	947.396	897.917	94.78
47	8.5	1.83	6.22	7.56	948.208	908.192	95.78
48	8.5	1.83	6.21	7.56	947.949	865.713	91.32
49	8.5	1.83	6.21	7.56	947.887	858.337	90.55
50	8.5	1.83	6.21	7.55	946.459	855.337	90.37
51	8.5	1.83	6.22	7.56	949.592	949.592	100.0
52	8.5	1.83	6.22	7.56	949.951	949.951	100.0
53	8.5	1.83	6.22	7.56	949.254	875.253	92.2

54	8.5	1.83	6.22	7.56	949.134	858.756	90.48
55	8.5	1.83	6.22	7.56	949.316	849.771	89.51
56	8.5	1.83	6.22	7.56	948.721	885.130	93.3
57	8.5	1.83	6.22	7.56	948.827	897.475	94.59
58	8.5	1.83	6.21	7.55	947.597	864.678	91.25
59	8.5	1.83	6.21	7.56	947.705	851.909	89.89
60	8.5	1.83	6.21	7.55	947.283	843.068	89.0
Sector 19 total	-	-	-	-	56900.813	54244.442	95.33

Sector 20 (285°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.4	1.85	6.61	7.49	998.573	998.573	100.0
2	8.4	1.85	6.61	7.49	998.726	998.726	100.0
3	8.4	1.85	6.61	7.49	999.200	999.200	100.0
4	8.4	1.85	6.62	7.49	999.723	999.723	100.0
5	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.565	1000.565	100.0
6	8.4	1.85	6.62	7.50	999.965	999.965	100.0
7	8.4	1.85	6.61	7.49	999.293	999.293	100.0
8	8.4	1.85	6.61	7.49	997.924	997.924	100.0
9	8.4	1.85	6.61	7.49	998.091	998.091	100.0
10	8.4	1.85	6.61	7.49	998.340	998.340	100.0
11	8.4	1.85	6.62	7.49	999.730	999.730	100.0
12	8.4	1.85	6.62	7.49	999.711	880.778	88.1
13	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.769	881.791	88.11
14	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.190	882.179	88.11
15	8.4	1.85	6.62	7.49	999.780	880.839	88.1

16	8.4	1.85	6.61	7.49	998.541	998.541	100.0
17	8.4	1.85	6.61	7.49	998.754	857.296	85.84
18	8.4	1.85	6.62	7.49	999.958	907.839	90.79
19	8.4	1.85	6.61	7.49	998.180	878.156	87.98
20	8.4	1.85	6.61	7.49	998.869	879.991	88.1
21	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.401	1000.401	100.0
22	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.536	881.554	88.11
23	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.475	858.337	85.71
24	8.4	1.85	6.62	7.49	1000.301	847.479	84.72
25	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.919	848.055	84.73
26	8.4	1.85	6.62	7.49	999.645	976.625	97.7
27	8.4	1.85	6.61	7.49	999.126	857.678	85.84
28	8.4	1.85	6.61	7.49	999.082	881.213	88.2
29	8.4	1.85	6.62	7.49	1000.222	851.421	85.12
30	8.4	1.85	6.62	7.49	999.221	845.499	84.62
31	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.309	1000.309	100.0
32	8.4	1.85	6.62	7.49	999.815	999.815	100.0
33	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.258	977.290	97.61
34	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.133	938.655	93.76
35	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.548	925.973	92.55
36	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.127	944.418	94.43
37	8.4	1.85	6.62	7.49	1000.011	963.430	96.34
38	8.4	1.85	6.62	7.49	999.663	955.450	95.58
39	8.4	1.85	6.62	7.49	999.947	941.330	94.14
40	8.4	1.85	6.62	7.49	999.686	925.753	92.6
41	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.772	1000.772	100.0
42	8.4	1.85	6.62	7.49	999.790	880.840	88.1

43	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.047	882.052	88.11
44	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.378	876.504	87.62
45	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.359	867.957	86.76
46	8.4	1.85	6.62	7.49	1000.189	954.063	95.39
47	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.394	846.022	84.57
48	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.495	893.626	89.32
49	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.052	870.761	86.98
50	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.397	866.689	86.63
51	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.431	1001.431	100.0
52	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.306	882.271	88.11
53	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.582	857.523	85.7
54	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.007	848.139	84.73
55	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.456	846.455	84.52
56	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.010	954.885	95.39
57	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.368	849.196	84.8
58	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.192	870.152	87.0
59	8.4	1.85	6.62	7.50	1001.336	847.653	84.65
60	8.4	1.85	6.62	7.50	1000.916	842.105	84.13
Sector 20 total	-	-	-	-	60004.782	55197.319	91.99

Sector 21 (300°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	7.6	2.04	4.71	6.77	611.014	611.014	100.0
2	7.6	2.04	4.71	6.77	611.096	611.096	100.0
3	7.6	2.04	4.71	6.77	611.439	611.439	100.0
4	7.6	2.04	4.71	6.77	611.884	611.884	100.0

5	7.6	2.04	4.71	6.77	612.426	612.426	100.0
6	7.6	2.04	4.71	6.77	612.111	612.111	100.0
7	7.6	2.04	4.71	6.77	611.454	611.454	100.0
8	7.6	2.04	4.70	6.77	610.450	610.450	100.0
9	7.6	2.04	4.70	6.77	610.579	610.579	100.0
10	7.6	2.04	4.71	6.77	611.654	611.654	100.0
11	7.6	2.04	4.71	6.77	611.850	611.850	100.0
12	7.6	2.04	4.71	6.77	611.812	585.237	95.66
13	7.6	2.04	4.71	6.77	612.690	586.055	95.65
14	7.6	2.04	4.71	6.77	612.965	586.323	95.65
15	7.6	2.04	4.71	6.77	611.853	585.275	95.66
16	7.6	2.04	4.70	6.77	611.028	611.028	100.0
17	7.6	2.04	4.70	6.77	611.053	610.222	99.86
18	7.6	2.04	4.71	6.77	611.958	567.660	92.76
19	7.6	2.04	4.70	6.77	610.765	584.220	95.65
20	7.6	2.04	4.71	6.77	611.244	584.689	95.66
21	7.6	2.04	4.71	6.77	612.465	612.465	100.0
22	7.6	2.04	4.71	6.77	612.502	551.747	90.08
23	7.6	2.04	4.71	6.77	613.156	549.471	89.61
24	7.6	2.04	4.71	6.77	612.300	548.740	89.62
25	7.6	2.04	4.71	6.77	612.798	549.114	89.61
26	7.6	2.04	4.71	6.77	611.686	611.686	100.0
27	7.6	2.04	4.71	6.77	611.323	560.616	91.71
28	7.6	2.04	4.71	6.77	611.245	541.094	88.52
29	7.6	2.04	4.71	6.77	612.097	546.568	89.29
30	7.6	2.04	4.71	6.77	612.126	548.597	89.62
31	7.6	2.04	4.71	6.77	612.356	612.356	100.0

32	7.6	2.04	4.71	6.77	611.959	592.954	96.89
33	7.6	2.04	4.71	6.77	612.996	558.215	91.06
34	7.6	2.04	4.71	6.77	612.965	551.683	90.0
35	7.6	2.04	4.71	6.77	612.405	550.229	89.85
36	7.6	2.04	4.71	6.77	612.073	596.590	97.47
37	7.6	2.04	4.71	6.77	611.928	579.489	94.7
38	7.6	2.04	4.71	6.77	611.689	561.703	91.83
39	7.6	2.04	4.71	6.77	612.254	552.464	90.23
40	7.6	2.04	4.71	6.77	612.350	549.601	89.75
41	7.6	2.04	4.71	6.77	612.588	612.588	100.0
42	7.6	2.04	4.71	6.77	611.860	585.280	95.66
43	7.6	2.04	4.71	6.77	612.830	559.968	91.37
44	7.6	2.04	4.71	6.77	612.258	550.466	89.91
45	7.6	2.04	4.71	6.77	612.307	548.158	89.52
46	7.6	2.04	4.71	6.77	612.067	586.997	95.9
47	7.6	2.04	4.71	6.77	612.240	603.573	98.58
48	7.6	2.04	4.71	6.77	612.282	545.393	89.08
49	7.6	2.04	4.71	6.77	612.667	551.954	90.09
50	7.6	2.04	4.71	6.78	613.488	549.310	89.54
51	7.6	2.04	4.71	6.78	613.098	613.098	100.0
52	7.6	2.04	4.71	6.78	613.054	552.259	90.08
53	7.6	2.04	4.71	6.77	612.476	546.273	89.19
54	7.6	2.04	4.71	6.77	612.756	539.064	87.97
55	7.6	2.04	4.71	6.78	613.088	535.794	87.39
56	7.6	2.04	4.71	6.78	612.717	585.011	95.48
57	7.6	2.04	4.71	6.78	612.969	554.814	90.51
58	7.6	2.04	4.71	6.77	612.090	537.273	87.78

59	7.6	2.04	4.71	6.78	613.306	538.034	87.73
60	7.6	2.04	4.71	6.78	613.236	536.255	87.45
Sector 21 total	-	-	-	-	36729.377	34583.613	94.16

Sector 22 (315°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	7.7	2.47	5.59	6.87	742.985	742.985	100.0
2	7.7	2.47	5.59	6.87	743.344	743.344	100.0
3	7.7	2.47	5.59	6.87	743.810	743.810	100.0
4	7.7	2.47	5.59	6.87	743.664	743.664	100.0
5	7.8	2.47	5.59	6.87	744.983	744.983	100.0
6	7.7	2.47	5.59	6.87	743.837	743.837	100.0
7	7.7	2.47	5.59	6.87	744.386	744.386	100.0
8	7.7	2.47	5.59	6.87	743.689	743.689	100.0
9	7.7	2.47	5.59	6.87	743.962	743.962	100.0
10	7.8	2.47	5.60	6.87	745.109	745.109	100.0
11	7.7	2.47	5.59	6.87	743.939	740.434	99.53
12	7.7	2.47	5.59	6.87	744.110	740.604	99.53
13	7.7	2.47	5.59	6.87	744.177	740.672	99.53
14	7.8	2.47	5.59	6.87	744.794	741.289	99.53
15	7.7	2.47	5.59	6.87	744.449	740.941	99.53
16	7.7	2.47	5.59	6.87	743.107	739.604	99.53
17	7.7	2.47	5.59	6.87	744.082	740.577	99.53
18	7.7	2.47	5.59	6.87	744.762	741.255	99.53
19	7.7	2.47	5.59	6.87	744.376	740.870	99.53
20	7.7	2.47	5.59	6.87	744.877	741.368	99.53

21	7.7	2.47	5.59	6.87	743.566	740.026	99.52
22	7.7	2.47	5.59	6.87	744.216	703.618	94.54
23	7.8	2.47	5.59	6.88	745.098	704.478	94.55
24	7.7	2.47	5.59	6.87	744.263	703.653	94.54
25	7.7	2.47	5.59	6.87	744.434	703.826	94.55
26	7.8	2.47	5.59	6.87	744.938	741.395	99.52
27	7.7	2.47	5.59	6.87	744.383	720.689	96.82
28	7.7	2.47	5.59	6.87	744.578	695.035	93.35
29	7.8	2.47	5.60	6.88	745.342	704.694	94.55
30	7.8	2.47	5.60	6.88	745.647	704.991	94.55
31	7.7	2.47	5.59	6.87	744.092	744.092	100.0
32	7.7	2.47	5.59	6.87	743.935	666.717	89.62
33	7.8	2.47	5.59	6.88	745.194	663.525	89.04
34	7.8	2.47	5.59	6.88	744.620	662.967	89.03
35	7.8	2.47	5.59	6.88	745.311	663.607	89.04
36	7.8	2.47	5.59	6.88	745.130	745.130	100.0
37	7.8	2.47	5.60	6.88	745.440	672.102	90.16
38	7.8	2.47	5.60	6.88	745.245	662.426	88.89
39	7.8	2.47	5.60	6.88	745.982	663.810	88.98
40	7.8	2.47	5.60	6.88	746.008	664.263	89.04
41	7.8	2.47	5.59	6.88	745.226	741.718	99.53
42	7.7	2.47	5.59	6.87	744.618	687.367	92.31
43	7.8	2.47	5.59	6.88	745.161	675.718	90.68
44	7.8	2.47	5.60	6.88	745.316	675.820	90.68
45	7.8	2.47	5.59	6.88	744.855	675.389	90.67
46	7.8	2.47	5.60	6.88	745.752	742.242	99.53
47	7.8	2.47	5.60	6.88	745.605	680.514	91.27

48	7.8	2.47	5.60	6.88	745.862	678.702	91.0
49	7.8	2.47	5.60	6.88	746.448	676.420	90.62
50	7.8	2.47	5.60	6.88	747.097	677.343	90.66
51	7.8	2.47	5.59	6.88	745.506	741.961	99.52
52	7.8	2.47	5.59	6.88	745.067	677.390	90.92
53	7.8	2.47	5.59	6.88	744.919	666.285	89.44
54	7.8	2.47	5.60	6.88	745.450	665.518	89.28
55	7.8	2.47	5.60	6.88	745.825	665.889	89.28
56	7.8	2.47	5.60	6.88	745.902	738.863	99.06
57	7.8	2.47	5.60	6.88	746.247	691.994	92.73
58	7.8	2.47	5.60	6.88	745.799	663.624	88.98
59	7.8	2.47	5.60	6.88	747.176	667.315	89.31
60	7.8	2.47	5.60	6.88	747.040	666.760	89.25
Sector 22 total	-	-	-	-	44694.725	42535.248	95.17

Sector 23 (330°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	8.1	2.34	3.86	7.17	557.223	557.223	100.0
2	8.1	2.34	3.86	7.17	557.520	557.520	100.0
3	8.1	2.34	3.86	7.18	557.804	557.804	100.0
4	8.1	2.34	3.86	7.17	557.554	557.554	100.0
5	8.1	2.34	3.86	7.18	558.526	558.526	100.0
6	8.1	2.34	3.86	7.18	557.652	557.652	100.0
7	8.1	2.34	3.86	7.18	558.515	558.515	100.0
8	8.1	2.34	3.87	7.18	558.908	558.908	100.0
9	8.1	2.34	3.87	7.18	559.193	559.193	100.0

10	8.1	2.34	3.87	7.18	560.395	560.395	100.0
11	8.1	2.34	3.86	7.18	557.794	430.051	77.1
12	8.1	2.34	3.86	7.18	557.943	430.175	77.1
13	8.1	2.34	3.86	7.18	557.886	430.124	77.1
14	8.1	2.34	3.86	7.18	558.418	430.612	77.11
15	8.1	2.34	3.86	7.18	558.236	430.417	77.1
16	8.1	2.34	3.86	7.18	557.455	429.760	77.09
17	8.1	2.34	3.86	7.18	558.612	430.722	77.11
18	8.1	2.34	3.86	7.18	558.478	430.637	77.11
19	8.1	2.34	3.87	7.18	559.823	431.711	77.12
20	8.1	2.34	3.87	7.18	559.797	431.677	77.11
21	8.1	2.34	3.86	7.17	557.327	400.163	71.8
22	8.1	2.34	3.86	7.18	557.844	400.605	71.81
23	8.1	2.34	3.86	7.18	558.715	401.360	71.84
24	8.1	2.34	3.86	7.18	557.945	400.673	71.81
25	8.1	2.34	3.86	7.18	558.054	400.778	71.82
26	8.1	2.34	3.87	7.18	559.003	401.600	71.84
27	8.1	2.34	3.86	7.18	558.706	401.304	71.83
28	8.1	2.34	3.87	7.18	558.991	401.521	71.83
29	8.1	2.34	3.87	7.18	559.003	401.557	71.83
30	8.1	2.34	3.87	7.18	560.305	402.563	71.85
31	8.1	2.34	3.86	7.18	557.796	486.320	87.19
32	8.1	2.34	3.86	7.18	557.769	485.849	87.11
33	8.1	2.34	3.86	7.18	558.615	486.645	87.12
34	8.1	2.34	3.86	7.18	558.176	486.235	87.11
35	8.1	2.34	3.86	7.18	558.822	486.853	87.12
36	8.1	2.34	3.86	7.18	558.826	487.266	87.19

37	8.1	2.34	3.87	7.18	559.382	487.778	87.2
38	8.1	2.34	3.87	7.18	559.480	486.854	87.02
39	8.1	2.34	3.87	7.18	560.241	488.132	87.13
40	8.1	2.34	3.87	7.18	560.461	488.316	87.13
41	8.1	2.34	3.86	7.18	558.691	410.360	73.45
42	8.1	2.34	3.86	7.18	558.425	409.124	73.26
43	8.1	2.34	3.86	7.18	558.573	409.238	73.26
44	8.1	2.34	3.86	7.18	558.873	409.505	73.27
45	8.1	2.34	3.86	7.18	558.468	409.138	73.26
46	8.1	2.34	3.87	7.18	559.715	411.174	73.46
47	8.1	2.34	3.87	7.18	559.279	410.091	73.32
48	8.1	2.34	3.87	7.18	559.530	409.610	73.21
49	8.1	2.34	3.87	7.18	559.835	410.289	73.29
50	8.1	2.34	3.87	7.19	561.015	411.249	73.3
51	8.1	2.34	3.86	7.18	558.896	391.987	70.14
52	8.1	2.34	3.86	7.18	558.536	390.040	69.83
53	8.1	2.34	3.86	7.18	558.463	389.965	69.83
54	8.1	2.34	3.86	7.18	558.838	390.277	69.84
55	8.1	2.34	3.86	7.18	559.111	390.582	69.86
56	8.1	2.34	3.86	7.18	559.243	392.299	70.15
57	8.1	2.34	3.87	7.18	559.451	391.065	69.9
58	8.1	2.34	3.87	7.18	559.823	390.659	69.78
59	8.1	2.34	3.87	7.19	560.541	391.693	69.88
60	8.1	2.34	3.87	7.19	560.728	391.844	69.88
Sector 23 total	-	-	-	-	33529.229	26781.737	79.88

Sector 24 (345°)

Turbine	A [m/s]	k	Freq. [%]	U [m/s]	MWh (free)	MWh (park)	Eff. [%]
1	9.4	2.76	4.89	8.38	925.781	925.781	100.0
2	9.4	2.76	4.89	8.38	926.217	926.217	100.0
3	9.4	2.76	4.89	8.38	926.618	926.618	100.0
4	9.4	2.76	4.89	8.38	926.364	926.364	100.0
5	9.4	2.76	4.90	8.38	927.787	927.787	100.0
6	9.4	2.76	4.89	8.38	926.295	926.295	100.0
7	9.4	2.76	4.89	8.38	927.538	927.538	100.0
8	9.4	2.76	4.90	8.38	927.780	927.780	100.0
9	9.4	2.76	4.90	8.38	928.193	928.193	100.0
10	9.4	2.76	4.90	8.39	929.837	929.837	100.0
11	9.4	2.76	4.89	8.38	926.745	858.903	92.68
12	9.4	2.76	4.89	8.38	926.986	859.135	92.68
13	9.4	2.76	4.89	8.38	926.454	858.620	92.68
14	9.4	2.76	4.89	8.38	927.014	859.175	92.68
15	9.4	2.76	4.89	8.38	927.232	859.443	92.69
16	9.4	2.76	4.89	8.38	926.049	858.313	92.69
17	9.4	2.76	4.89	8.38	927.546	859.757	92.69
18	9.4	2.76	4.89	8.38	927.577	859.775	92.69
19	9.4	2.76	4.90	8.39	928.995	861.149	92.7
20	9.4	2.76	4.90	8.39	929.085	861.222	92.7
21	9.4	2.76	4.89	8.38	925.872	845.966	91.37
22	9.4	2.76	4.89	8.38	926.735	846.805	91.38
23	9.4	2.76	4.89	8.38	927.194	847.258	91.38
24	9.4	2.76	4.89	8.38	926.920	846.986	91.38
25	9.4	2.76	4.89	8.38	926.767	846.840	91.38
26	9.4	2.76	4.90	8.38	928.196	848.326	91.4

27	9.4	2.76	4.89	8.38	927.719	847.850	91.39
28	9.4	2.76	4.90	8.38	928.083	848.199	91.39
29	9.4	2.76	4.90	8.38	928.303	848.394	91.39
30	9.4	2.76	4.90	8.39	929.854	849.888	91.4
31	9.4	2.76	4.89	8.38	926.681	852.134	91.96
32	9.4	2.76	4.89	8.38	926.491	852.016	91.96
33	9.4	2.76	4.89	8.38	927.680	853.115	91.96
34	9.4	2.76	4.89	8.38	926.904	853.158	92.04
35	9.4	2.76	4.90	8.38	928.250	928.250	100.0
36	9.4	2.76	4.90	8.38	928.053	860.507	92.72
37	9.4	2.76	4.90	8.39	928.723	850.552	91.58
38	9.4	2.76	4.90	8.39	928.788	854.245	91.97
39	9.4	2.76	4.90	8.39	929.836	856.068	92.07
40	9.4	2.76	4.90	8.39	930.092	930.092	100.0
41	9.4	2.76	4.89	8.38	928.030	813.909	87.7
42	9.4	2.76	4.89	8.38	927.486	813.498	87.71
43	9.4	2.76	4.89	8.38	927.803	813.694	87.7
44	9.4	2.76	4.90	8.38	928.146	818.201	88.15
45	9.4	2.76	4.89	8.38	927.717	859.858	92.69
46	9.4	2.76	4.90	8.39	929.172	817.996	88.03
47	9.4	2.76	4.90	8.39	928.655	813.158	87.56
48	9.4	2.76	4.90	8.39	928.990	814.925	87.72
49	9.4	2.76	4.90	8.39	929.676	819.527	88.15
50	9.4	2.76	4.90	8.39	930.941	863.040	92.71
51	9.4	2.76	4.89	8.38	927.993	816.318	87.97
52	9.4	2.76	4.89	8.38	927.440	815.784	87.96
53	9.4	2.76	4.89	8.38	927.691	816.023	87.96

54	9.4	2.76	4.90	8.38	928.222	829.315	89.34
55	9.4	2.76	4.90	8.39	928.479	848.523	91.39
56	9.4	2.76	4.90	8.39	928.848	818.306	88.1
57	9.4	2.76	4.90	8.39	929.147	816.628	87.89
58	9.4	2.76	4.90	8.39	929.291	817.671	87.99
59	9.4	2.76	4.90	8.39	930.642	831.651	89.36
60	9.4	2.76	4.90	8.39	930.816	850.774	91.4
Sector 24 total	-	-	-	-	55678.419	51543.347	92.57

All Sectors

Turbine	Location	Gross AEP	Net AEP	Efficiency
	[m]	[MWh]	[MWh]	[%]
1	(510000, 4235000)	17631.805	16961.298	96.2
2	(510700, 4235350)	17633.456	16599.620	94.14
3	(511400, 4235700)	17636.012	16488.583	93.49
4	(512100, 4236050)	17635.672	16476.922	93.43
5	(512800, 4236400)	17641.415	16616.906	94.19
6	(515500, 4237200)	17642.934	16751.949	94.95
7	(516200, 4237650)	17641.402	16550.830	93.82
8	(516900, 4237950)	17642.373	16461.022	93.3
9	(517600, 4238300)	17638.359	16508.555	93.59
10	(518300, 4238650)	17640.262	16714.674	94.75
11	(510350, 4234300)	17634.959	16714.614	94.78
12	(511050, 4234650)	17635.885	16246.268	92.12
13	(511750, 4235000)	17637.528	16058.946	91.05
14	(512450, 4235350)	17640.059	16056.284	91.02

15	(513150, 4235700)	17641.351	16239.447	92.05
16	(515850, 4236500)	17643.504	16479.914	93.41
17	(516550, 4236950)	17643.889	16146.697	91.51
18	(517250, 4237250)	17641.552	16038.525	90.91
19	(517950, 4237600)	17641.460	16079.646	91.15
20	(518650, 4237950)	17641.378	16336.388	92.6
21	(510700, 4233600)	17636.946	16808.701	95.3
22	(511400, 4233950)	17639.088	16335.462	92.61
23	(512100, 4234300)	17640.649	16168.099	91.65
24	(512800, 4234650)	17640.239	16146.762	91.53
25	(513500, 4235000)	17641.325	16334.004	92.59
26	(516200, 4235800)	17645.607	16577.460	93.95
27	(516900, 4236250)	17644.507	16206.270	91.85
28	(517600, 4236550)	17643.463	16133.118	91.44
29	(518300, 4236900)	17642.588	16163.359	91.62
30	(519000, 4237250)	17641.066	16416.195	93.06
31	(511700, 4231900)	17643.088	16748.955	94.93
32	(512400, 4232250)	17641.933	16310.828	92.45
33	(513100, 4232600)	17646.481	16171.000	91.64
34	(513800, 4232950)	17644.304	16159.256	91.58
35	(514500, 4233300)	17648.474	16344.598	92.61
36	(517200, 4234100)	17646.279	16518.046	93.61
37	(517900, 4234550)	17647.954	16203.981	91.82
38	(518600, 4234850)	17647.329	16109.006	91.28
39	(519300, 4235200)	17647.710	16194.288	91.76
40	(520000, 4235550)	17647.045	16450.520	93.22
41	(512050, 4231200)	17645.996	16718.081	94.74

42	(512750, 4231550)	17644.997	16225.688	91.96
43	(513450, 4231900)	17647.751	16042.468	90.9
44	(514150, 4232250)	17646.592	16047.020	90.94
45	(514850, 4232600)	17646.707	16217.248	91.9
46	(517550, 4233400)	17647.821	16505.424	93.53
47	(518250, 4233850)	17649.840	16121.003	91.34
48	(518950, 4234150)	17649.693	16025.851	90.8
49	(519650, 4234500)	17649.435	16079.706	91.11
50	(520350, 4234850)	17649.453	16334.576	92.55
51	(512400, 4230500)	17647.307	17026.642	96.48
52	(513100, 4230850)	17645.992	16588.802	94.01
53	(513800, 4231200)	17646.410	16453.871	93.24
54	(514500, 4231550)	17647.131	16435.720	93.14
55	(515200, 4231900)	17649.095	16569.449	93.88
56	(517900, 4232700)	17650.209	16847.349	95.45
57	(518600, 4233150)	17651.964	16483.017	93.38
58	(519300, 4233450)	17652.353	16447.231	93.17
59	(520000, 4233800)	17654.678	16466.717	93.27
60	(520700, 4234150)	17654.495	16676.702	94.46
Wind farm	-	1058639.315	983339.631	92.89

Data origins information

The map was imported by 'profesor' from a file called 'C:\Users\profesor\Desktop\VICTOR\WASP FUKU\Mapa Fuku.map', on a computer called 'EOI975'. The map file data were last modified on the 23/06/2014 at 12:43:09

There is no information about the origin of the wind atlas associated with this wind farm.

More than one wind turbine generator is associated with sites in this wind farm.

Project parameters

The wind farm is in a project called Fukushima 250 MW.

All of the parameters in the project are default values.

JWPA's opinion on the decision of FIT for FY 2014

1. Deferment of tariff (22 yen/kWh) for onshore wind power

We appreciate it as a reasonable measure.

However, promotion of wind power development in Japan lags far behind solar power as wind power business is obligated to conduct the environmental impact assessment which requires 3 to 4 years, and wind power does not enjoy enough benefit from current attractive tariff so far. We strongly demand that current tariff level shall be maintained beyond next fiscal year, after 3 years of complimentary period.

In addition, in the new basic energy plan of Japanese government, wind power is positioned as the most promising renewable energy source since its vast potentials in development and its competitiveness in economic viability. While retention of the current tariff is required, we expect further efforts for the realization of nationwide integration of the electricity system, promotion of priority connection and priority power supply, enhancement and the development of power grid networks, and also the optimized scoping of the environmental impact assessment method adapting the characteristic of wind power development, and the mitigation of related laws and regulations.

2. New tariff (36 yen/kWh) for offshore wind power

According to the JWPA's cost estimation, reasonable tariff of offshore wind power is no less than 50 yen/kWh in current Japan. It seems to be extremely difficult to raise the required funds based on the new tariff of 36 yen/kWh, and the drastic expansion of offshore wind power may not be achieved at this tariff.

Compared with European countries which have already facilitated substantial infrastructure such as harbors and vessels with the background of their traditional marine industry, Japan doesn't possess such infrastructure for offshore wind development. There are very few developers who have engaged in offshore wind power development. And only few skilled human resources are available in Japan who own the experience of offshore construction at the site. Therefore, it is difficult to precisely assess the risk for installation and operation of offshore wind turbines quantitatively in Japan. In order to enhance the investment in offshore wind

business under the current situation in Japan, we suggest that introduction of the measures to secure the business predictability and to mitigate the basic business risks. By establishing the risk evaluation standard, various financial supports, infrastructure development, human resources development, and so on. We expect for the future strong supportive measures by Japanese government.



ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN JAPÓN

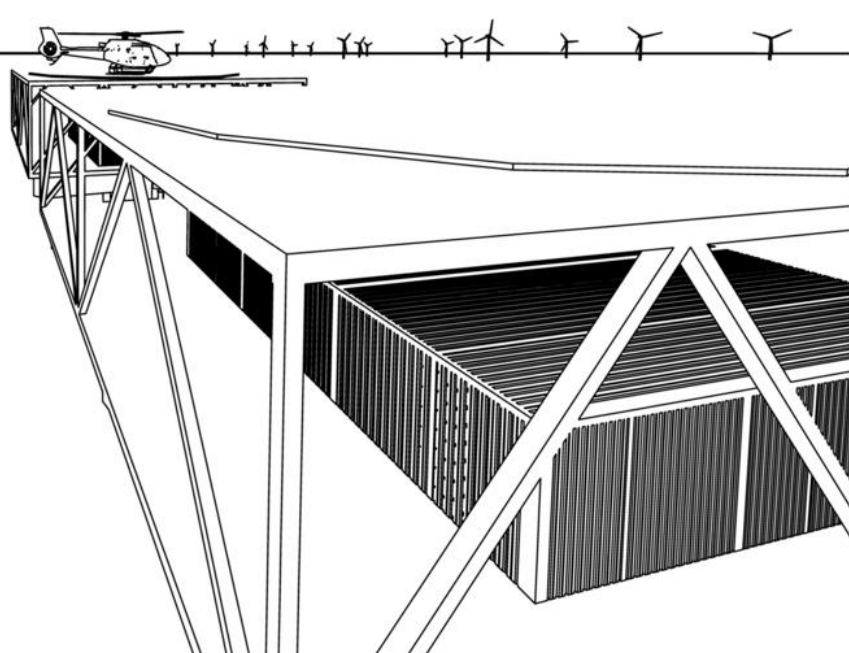
Proyecto Fin de Máster 2014

Victor Martínez Salas
Alejandro Sánchez Arias
Pablo Sánchez Sánchez
Tutor: Juan Amate López



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartir igual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>



ÍNDICE

1. OBJETIVO E INTERÉS DEL PROYECTO	3
1.1. Objetivo del proyecto	3
1.2. Motivo principal del proyecto	3
2. EL SECTOR ENERGÉTICO EN JAPÓN.....	4
3. EMPLAZAMIENTO	6
3.1. Elección del site y localización del parque	6
4. DISEÑO DEL PARQUE	7
4.1. Análisis del recurso eólico	7
4.2. Configuración del parque	8
5. TECNOLOGÍA.....	9
5.1. Sistema Eléctrico	9
5.2. Cimentaciones	11
5.3. Operación y mantenimiento	12
6. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	13
6.1. Consideraciones Previas	13
7. LOGÍSTICA.....	14
7.1. Puertos y Conexiones. Prefectura de Miyagi – Puerto de Sendai.....	14
8. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PARQUE.....	15
8.1. Análisis financiero	16
9. CONCLUSIONES.....	17

1. OBJETIVO E INTERÉS DEL PROYECTO

1.1. Objetivo del proyecto

En el presente proyecto se pretende diseñar un parque eólico offshore de 240 MW en la costa este japonesa, cercano a la antigua central de Fukushima Daichi I. A lo largo del proyecto se indagará y se tendrán en cuenta los siguientes puntos:

- Estudio de impacto ambiental, en Japón el sector de los estudios y declaraciones de impacto medioambiental funcionan de manera diferente a como pueden funcionar en España.
- Legislación y programas de política energética japonesa, a partir del 1 de abril de 2014 se aplica la nueva retribución a las instalaciones de energías renovables y como se explicará con detalle en la memoria, la energía eólica offshore se encuentra retribuida con 260 €/MWh producido de acuerdo al sistema FiT.
- Tratamiento del recurso eólico en el site mediante el software WASP.
- Estudio eléctrico y conexionado a red.
- Viabilidad económica del parque según CAPEX y OPEX y teniendo en cuenta la retribución actual.

1.2. Motivo principal del proyecto

Si nos remontamos al 11 de Marzo de 2011, recordaremos el periodo donde tuvo lugar uno de los mayores desastres nucleares que se conocen, el accidente de la central nuclear de Fukushima I. Este hecho provocó una serie de movimientos sociales que derivaron en la parada de las plantas nucleares japonesas. Desde aquel momento, el gobierno nipón, decidió lanzar un programa energético nuevo donde las energías renovables contarían con su pedazo del pastel.



Ilustración 1. Desastre de Fukushima en 2011

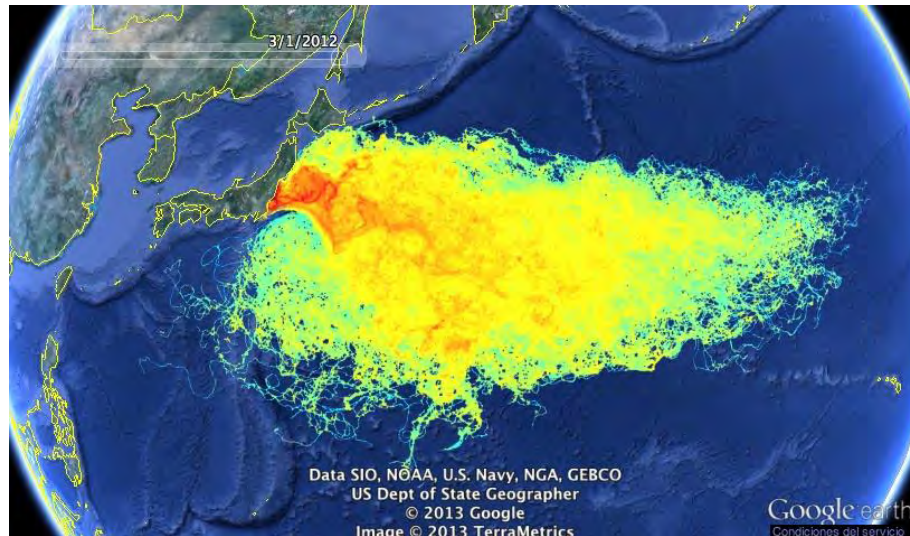


Ilustración 2. Fuga agua radiactiva desde la central Nuclear

El objetivo energético de Japón es conseguir instalar 50-75 GW hasta 2050 de renovables (actualmente, las energías renovables ocupan el 1.6% de generación eléctrica, donde la eólica representa el 0,5%). Si observamos la masificación demográfica existente en la isla principal nipona, se cae en la cuenta que la energía eólica onshore (a pesar de tener costes menores) tendrá menos probabilidades de instalarse que la offshore (alrededor de 3-4 veces superior en coste).

Como se verá en los capítulos de la memoria, el nuevo programa FY2014 y la retribución de la energía offshore en Japón que ha sido aumentada este año 2014 de 22 a 36 yenes, crea un nicho de mercado muy apetecible ante posibles promotores y desarrolladores de este tipo de energía.

2. EL SECTOR ENERGÉTICO EN JAPÓN

El principal escenario donde la eólica offshore ha tenido mayor repercusión ha sido el Mar del Norte y el Mar del Báltico. En EEUU también se han iniciado proyectos basados en este tipo de tecnología. En dichas localizaciones existe un perfecto recurso eólico y profundidades muy bajas que propician la construcción de plataformas y parques eólicos offshore. Además, apoyada por las legislaciones que se impulsan en países como Alemania, Dinamarca, Holanda, Reino Unido... este tipo de energía ha desembocado en un aumento exponencial en la curva de aprendizaje.

Como se ha comentado anteriormente, a partir del desastre de Fukushima (aunque ya existían planes de proyectos de renovables anteriores) se empiezan a ver iniciativas en el país nipón para la construcción de parques en las localizaciones con mayor recurso eólico de las costas japonesas.

Japón es un país que actualmente tiene una fuerte demanda energética que debe de ser suplida.

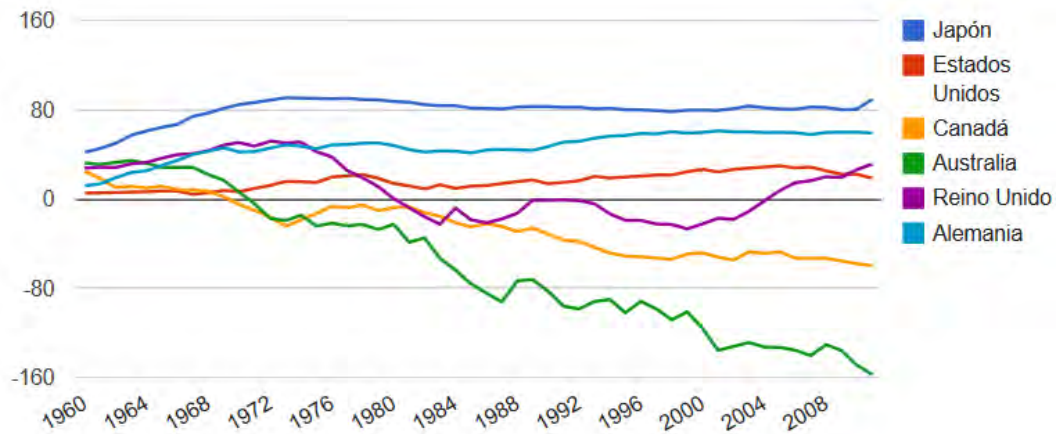


Ilustración 3. Porcentaje de importaciones en materia energética por país. Fuente IEA

En el gráfico anterior, que muestra un histórico desde 1960 hasta 2011, se observa cómo Japón ha sido el país importador en materia energética por excelencia, desde mediados del siglo XX. Se debe principalmente, a la falta de recursos de los que disponen.

Este gran inconveniente, que es la necesidad de tener que importar fuentes energéticas del exterior para poder suplir las necesidades de la población, ha obligado a Japón a adoptar una política energética en la que primaba la generación eléctrica de forma masiva, buscando la producción eléctrica con la mayor eficiencia y el menor ratio de costo/producción. De esta forma, tecnologías como la nuclear, muy madura y competitiva en costo, aunque con serios problemas de seguridad, han sido el principal participante en el mix energético de producción del país nipón durante décadas, dada la urgencia de la situación. Más del 30% de la energía eléctrica consumida en Japón, provenía de origen nuclear. Sin esta tecnología de generación, Japón bajaría su índice de autosuficiencia a un 7%, dato demoledor.

El abandono de la energía nuclear en el mix energético japonés propicio que la energía térmica, por medio de ciclos combinados de gas (tecnología muy madura) haya aumentado su peso para cubrir la demanda requerida.

Las energías renovables son la otra alternativa a complementar el mix energético nacional, y tecnologías como la hidráulica y la biomasa se encuentran presentes en el país, pero sin duda, las condiciones favorables de radiación y viento hacen de la fotovoltaica y la eólica (offshore) las dos tecnologías que tendrán un crecimiento exponencial en los próximos años.

3. EMPLAZAMIENTO

3.1. Elección del site y localización del parque

Las fosas que bordean Japón se corresponden con el borde de estos arcos de islas: la fosa de las Kuriles-Kamchatka y la fosa del Japón se extienden desde las islas Kuriles hasta el centro de Honshû, justo en los límites entre las placas de Norteamérica y el Pacífico.

La fosa de Izu-Ogasawara se extiende desde el centro de Honshû hasta el sur, bordeando los límites entre la placa del Pacífico y la de Filipinas, mientras que la fosa de las Ryûkyû se extiende desde el centro de Honshû hasta las islas Ryûkyû en los límites entre la placa de Filipinas y la Euroasiática.

Precisamente es el hundimiento de la placa del Pacífico sobre la placa Norteamericana y la placa de Filipinas sobre la placa Euroasiática lo que explica que las cordilleras japonesas sean más elevadas en el área del Pacífico que en el área del Mar del Japón.

Se elige la costa Este japonesa por varios motivos principalmente:

- En Japón coexisten con dos tipos de frecuencias de red, 50 y 60 Hz, en la costa este japonesa trabajan con 50 Hz.
- El parque eólico offshore estaría localizado muy cerca de la antigua central de Fukushima Daichi I (de una potencia de 4.7 GW), con lo que las estructuras de red y la estabilidad de la conexión estaría garantizada.
- El motivo más importante para nuestro proyecto, el recurso eólico, en este emplazamiento disponemos de velocidades altas superiores a 8,5 m/s que nos permitirán realizar diversos diseños de configuración de parque para obtener diferentes producciones a lo largo del año.

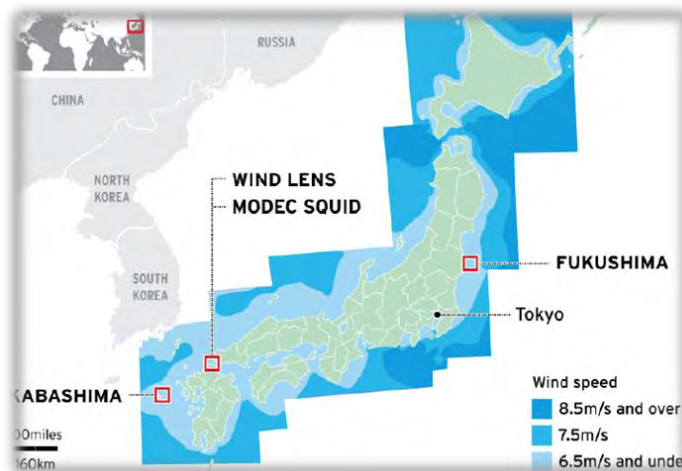


Ilustración 4. Velocidad del viento en Japón

Fukushima se encuentra situada en la costa este de Japón, a 200 km de la capital, Tokio.

El parque eólico marino se encontraría en el norte de la prefectura de Fukushima, casi en territorio de la ciudad de Sendai. Actualmente existe un proyecto de investigación y demostración de la tecnología flotante en Fukushima, el Fukushima FORWARD, con una turbina de 2 MW semisub en la primera fase (2011-2013) y dos turbinas flotantes, una tipo de spar y otra semisub ambas de 7 MW en la segunda fase (2014-2015).

Al contrario que este proyecto de demostración, nuestro proyecto se encontraría a unos 15-20 km de la costa perpendicular al puerto de Sendai, teniendo una profundidad entre 15 y 25 metros y se realizaría con monopilotes cimentados en el fondo marino.

4. DISEÑO DEL PARQUE

4.1. Análisis del recurso eólico

En la eólica onshore se emplea una campaña de medidas de un año y se extrapola y compara con diferentes bases de datos para conseguir con la mayor precisión posible cuales son las características de dirección y velocidad del viento a diferentes alturas.

En la eólica offshore, se tiene que estar muy seguro de la elección del site, porque colocar una torre de medición ya de por sí tiene un coste muy superior a si se hiciera en tierra. Por suerte, gracias a la I+D se están desarrollando nuevos y novedosos sistemas de registro de datos en ambiente marino para medir y registrar las variaciones de viento. Uno de estos sistemas es la utilización de boyas llamadas SEAWATCH o sistema Lidar.

En nuestro caso, gracias al NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) conseguimos datos de viento de la costa este japonesa y fueron comparados con los datos registrados por boyas localizadas en el pacífico por la Agencia de Meteorología Norte-Americana.

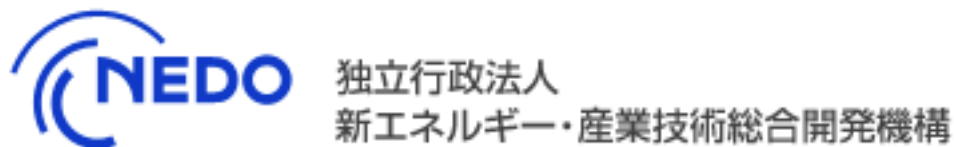


Ilustración 5. NEDO

Una vez obtenidos y preparados los datos de viento de nuestro emplazamiento, se acude al software de cálculo WASP para obtener de una forma más precisa la rosa de los vientos y la distribución de Weibull a la altura que nos interesa.

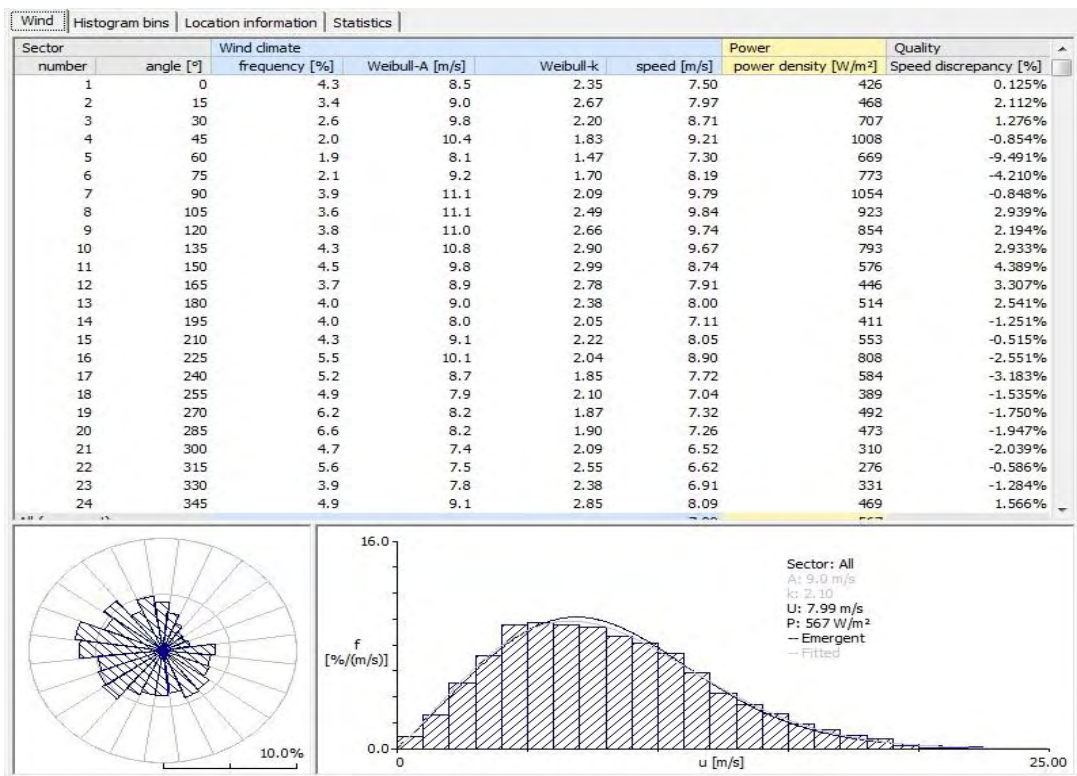


Ilustración 6. Rosa de los Vientos y Distribución de Weibull

Con todo esto obtenemos unos resultados de k, A y velocidad de viento media que se estudian a la hora de elegir un aerogenerador u otro. La elección dependerá pues de encontrar la solución en la que minimicemos los las pérdidas por efecto estela (dependiendo de la configuración elegida) y por el modelo de aerogenerador (dependiendo de la potencia nominal de la máquina).

4.2. Configuración del parque

Una vez que conocemos el recurso eólico en nuestro emplazamiento, el siguiente paso es diseñar una configuración del parque adecuada que minimice las pérdidas por efecto estela y con el que consigamos maximizar la producción anual, siempre atendiendo a criterios que económicamente/eléctricamente resulten más favorables para el montaje e instalación del parque en su conjunto.

Se decide diseñar una configuración con 4 subgrupos de 15 aerogeneradores cada uno y separados como en las otras dos configuraciones anteriores 10 diámetros de rotor.

Con esta configuración se pretende minimizar en gran medida las pérdidas por efecto estela y a la vez minimizar de igual manera el riesgo de pérdida de producción al dividir en más grupos los aerogeneradores.

La subestación transformadora se encontraría situada en el centro del parque, es decir, entre los cuatro grupos de aerogeneradores (marcada con una X en la figura siguiente).

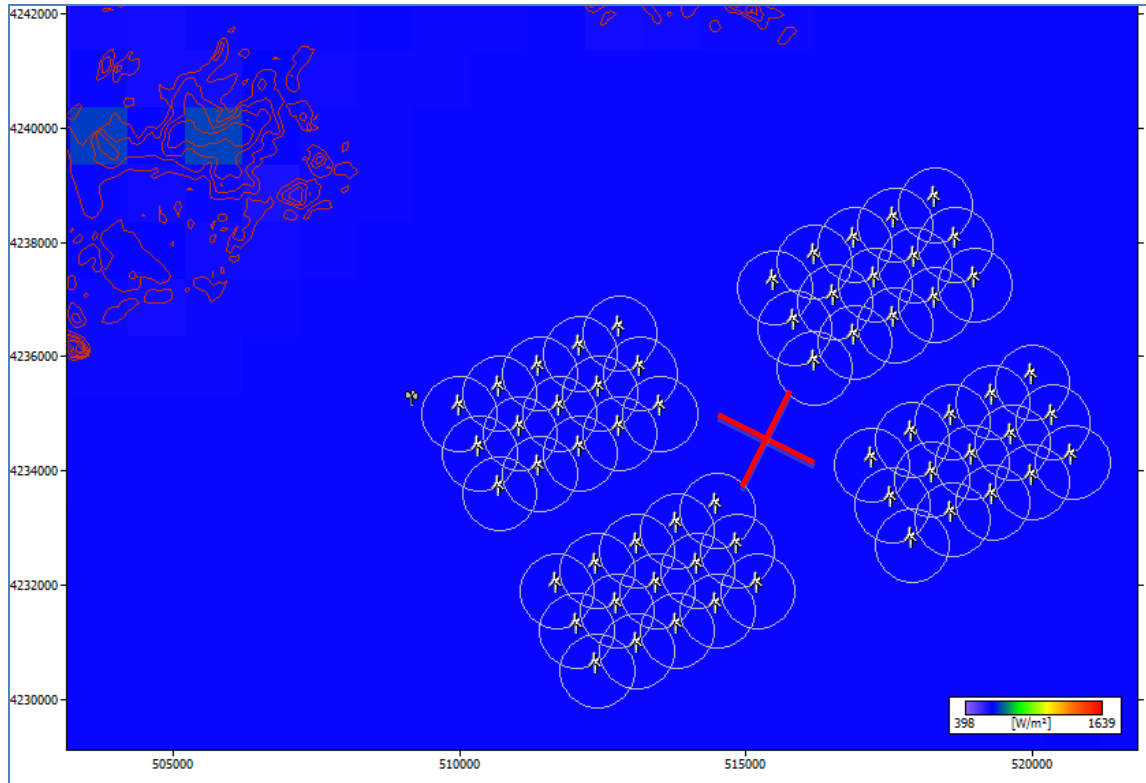


Ilustración 7. Layout del parque eólico offshore en Japón.

Cuatro grupos de 15 turbinas SIEMENS 4MW	Potencia Total 240 MW
Pérdidas por efecto estela	7,11 %
Producción Neta Anual	983,340 GWh
Horas Equivalentes	4097,25 h

Tabla 1. Producción del parque

5. TECNOLOGÍA

5.1. Sistema Eléctrico

Los elementos que constará el parque eólico *offshore* en Japón con los siguientes:

- Generador asíncrono directamente conectado a la Red a través de un convertidor Full Converter.

- Transformador BT/MT (0,69/33 kV).
- Celda interconexión de turbinas de MT (1000 A, Telecontroladas).
- Cableado submarino de interconexión de aerogeneradores en MT (XLPE/EPR 33kV).
- Subestación transformadora offshore MT/AT (33/154 kV, 2 trafos x150 MVA).
- Cableado submarino de evacuación de la energía a costa en AT (XLPE 154 kV).
- Cableado subterráneo o tendido aéreo hasta punto de conexión (XLPE/EPR 154 kV).
- Sistemas de compensación de reactiva (SVC o shunt reactor).

En el diseño del parque eólico se ha escogido una subestación *offshore* cercano al parque eólico y en el que se ha señalado anteriormente su ubicación. De esta forma, se minimizará las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores elevando la tensión a 154 kV. La razón de elevar a esta tensión es debido a la existencia de una subestación en la ciudad de Sendai de 154 kV, que también se conecta una planta térmica. El tramo de cable submarino de AT constará de un intervalo de 17-18 km a la costa. Luego habrá otro tramo en la costa subterráneo, que se conecte a la subestación de Sendai para así, poder evacuar la energía a la red de Tohoku.

La subestación offshore estará constituida por dos transformadores de 154/33 kV, los cuales tendrán una potencia aparente de 150 MVA; de esta forma, por cualquier motivo de avería, el otro transformador pueda acoger parte de la energía eléctrica del parque. La conexión de dichos transformadores será con dos devanados en la parte de MT y otro de AT. En un transformador se conectará 120 MW del parque y en el otro transformador los 120 MW restantes. Quedando repartido de forma equitativa las potencias y el índice de carga para los transformadores.

El interconexionado del parque eólico se hará a 33 kV (MT) y con celdas de interconexionado de Media Tensión. La limitación de las celdas será dada por su nivel de corriente, 1000 A; y de la sección de cable, que en el caso escogido será de 630 mm². La disposición de conexión será 4 circuitos de 7 aerogeneradores conectados y 4 de 8 aerogeneradores conectados. La razón del conexionado de los circuitos de 7 aerogeneradores es por la lejanía, ya que esta hace que haya más caída de tensión y pérdidas por efecto Joule. En la Ilustración 8. Interconexión del parque eólico (Fuente: Propia). que se adjunta se ve con más detalle el conexionado del parque.

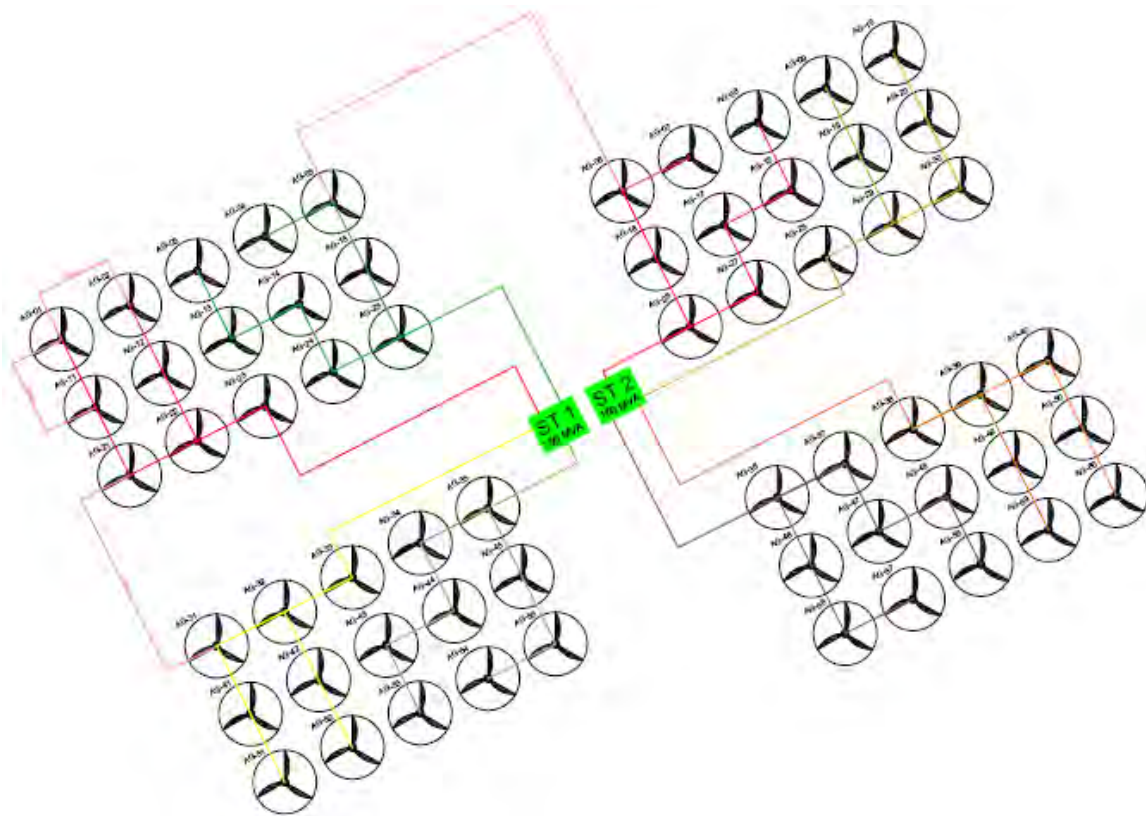


Ilustración 8. Interconexión del parque eólico (Fuente: Propia).

5.2. Cimentaciones

Como se ha comentado en capítulos anteriores, la profundidad marina del emplazamiento es de 20 metros en su mayoría, alcanzando en determinadas zonas una profundidad de hasta 25 metros; por lo que, la que solución óptima para la cimentación de los aerogeneradores que componen el parque eólico, es el empleo de monopilotes.

Esta tecnología de cimentación es la más extendida hoy día. Consiste en un pilote metálico, que aparentemente continúa la misma estructura de la torre, y se clava en el fondo marino. La unión entre el monopilote y el aerogenerador se lleva a cabo mediante la pieza de transición, que tiene la función de nivelar las posibles desviaciones que se pudiesen producir durante el proceso de hincado.

Para el parque eólico que se proyecta, será necesaria la totalidad de 62 cimentaciones mediante monopilote (debido a los 60 aerogeneradores y a las 2 subestaciones presentes).

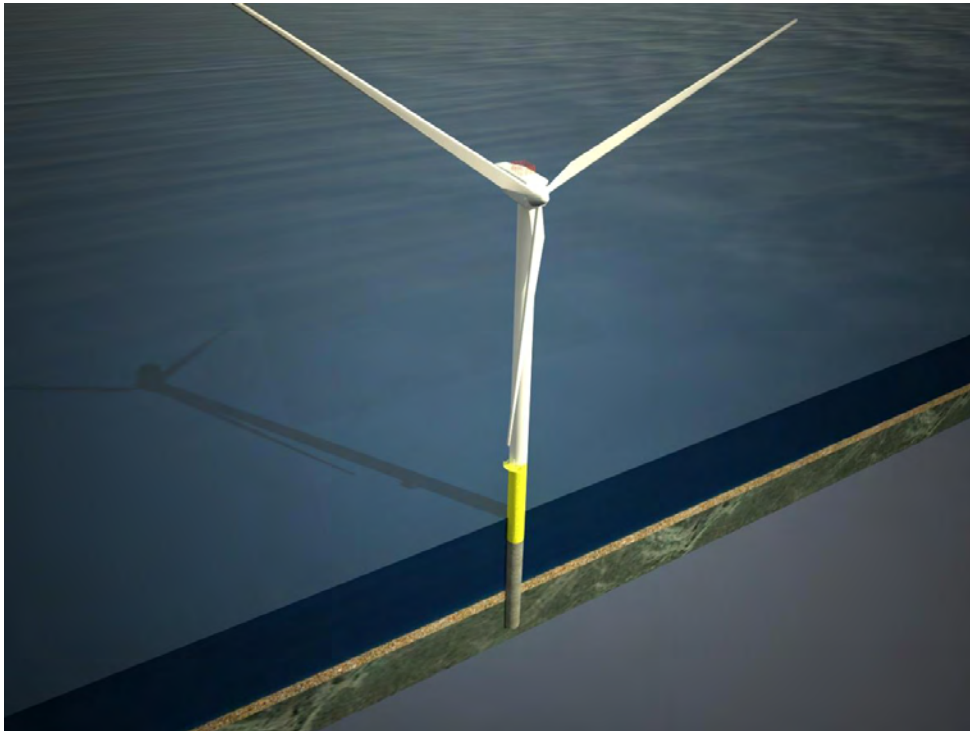


Ilustración 9. Cimentación de aerogeneradores mediante monopilote

5.3. Operación y mantenimiento

Las tareas de mantenimiento previstas a realizar en el parque eólico son: En primer lugar, las de tipo preventivo, realizando inspecciones periódicas de equipos para detectar fallos en su fase inicial, tanto de funcionamiento como de seguridad, y realizar ajustes, reparaciones, análisis, limpiezas, lubricación, etc. En segundo lugar, se realizarán tareas de mantenimiento predictivo, con el objetivo de detectar posible fallos antes de que éstos sucedan, mediante análisis de vibraciones, termografías de esfuerzos, análisis por endoscopia, análisis de ruidos, etc. Por último, será necesario también mantenimiento de tipo correctivo para reparar las averías que puedan presentarse.

Las horas de indisponibilidad de un parque eólico tienen un efecto directo sobre la rentabilidad del mismo. Por ello, es indispensable que las tareas de mantenimiento sean de calidad y se lleven a cabo con la frecuencia adecuada.

Por otro lado, en vista de realizar las tareas de mantenimiento predictivo y preventivo, es fundamental contar con un programa de mantenimiento adecuado, que planifique de forma temporal todas las tareas a realizar y que considere los materiales y medios necesarios para llevar a cabo el mantenimiento del parque: piezas de recambio, embarcaciones, helicópteros, personal especializado, zonas en el puerto habilitadas para control, almacén, etc. De la misma forma, es

conveniente tener preparado un plan de emergencia en caso de averías, reparaciones no programadas, etc. que no estén recogidas en el programa de mantenimiento rutinario.

6. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

6.1. Consideraciones Previas

La zona en donde se instalará el parque eólico marino está situada entre quince y dieciocho kilómetros del litoral de Sendai, sobre un lecho de sedimentos pocos compactados, en un lugar de mínimo o nulo impacto para la flota pesquera artesanal, donde no habitan especies protegidas. Es decir, el impacto visual sobre el turismo y la pesca es prácticamente nulo.

Medidas Preventivas:

- Asegurar la existencia de buenas comunicaciones, así como un puerto cercano para facilitar el trabajo.
- Se utilizará pinturas color mate para las turbinas, evitando así los reflejos y posibilitando el enmascaramiento a distancias medias y largas.
- La separación entre turbinas va a ser la mínima aceptable para así ocupar el menor espacio posible, para facilitar el paso de las aves y navegación de recreo.
- Se enterrarán los cables submarinos para reducir el riesgo de daños ocasionados por equipos de pesca, anclas, etc.

Medidas Correctoras:

- Integración social de las instalaciones, diseñando y señalizando paneles informativos sobre los beneficios sociales y ambientales que reporta su instalación.
- Delimitación de una zona circular inutilizada suficientemente amplia para proteger del ruido.
- Situación del parque eólico a una distancia superior a 10 Km para evitar el impacto visual desde la costa.
- Evitar el uso de pintura de plomo en las turbinas.
- Organización de excursiones y visitas escolares para evitar el rechazo social a este tipo de instalaciones.

Medidas compensatorias:

- Se estudiará la posibilidad de crear arrecifes artificiales para recuperar las especies del caladero local, aumentando de esta manera la pesca en el litoral nipón.
- Creación de un centro para la protección, conservación y educación de la Tortuga Boba en Sendai.

7. LOGÍSTICA

7.1. Puertos y Conexiones. Prefectura de Miyagi - Puerto de Sendai

El puerto de Sendai resultó gravemente afectado por el terremoto y desastre de la central de Fukushima en 2011. El puerto quedó prácticamente destruido y a día de hoy está completamente rehabilitado gracias a las labores de construcción y mantenimiento.

Sendai se encuentra a escasos 80 km de Fukushima y se encuentra totalmente integrada en la red de alta velocidad de transporte y distribución de Japón. Está convenientemente cercana a Tokio, la capital, y cuenta con infraestructuras que permiten numerosas actividades de negocios ya sea por mar o aire.

Además cuenta con conexión directa con los principales aeropuertos del país que son internacionales y permiten el transporte con Shanghai (China) y Seúl (Korea) y trenes.



Ilustración 11. Conexión Aeropuertos

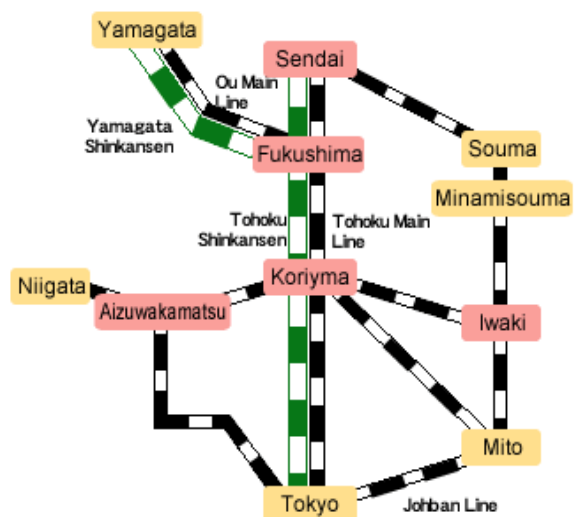


Ilustración 10. Conexión trenes Tokio-Sendai

Respecto al puerto de Sendai cumple con las características mínimas deseadas para el correcto desarrollo de un parque eólico offshore:

- Tener 7 metros de profundidad de agua en marea baja.
- Disponer de 137 metros mínimo de atraque.
- Estar habilitado con 40 metros de apertura en el canal del puerto.
- No tener ninguna limitación de altura en el puerto.



Ilustración 12. Puerto de Sendai

Nuestro parque se encontraría a 15-20 km en perpendicular a la costa desde el puerto de Sendai, por ello la logística en este puerto es de suma importancia y dada su cercanía a nuestro emplazamiento, lo convierten en una posición estratégica.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PARQUE

En la última parte de la memoria se demostrará la viabilidad del proyecto y su fiabilidad a la hora de atraer inversores y reducir los riesgos existentes. Al final del capítulo 11 se presentará un análisis de sensibilidad atendiendo a la variación de una serie de parámetros, los cuales afectan significativamente a la rentabilidad del propio proyecto.

8.1. Análisis financiero

En Japón no existe ningún parque de estas dimensiones, si bien es cierto que tienen aproximadamente 40 MW de eólica offshore (si contamos los aerogeneradores instalados en la propia costa o en diques), y que existen muchas opciones que se construyan parques con tecnología de plataformas flotantes.

Concepto	Cantidad	Unidad
Potencia Unitaria	4,00	MW
Nº Aerogeneradores	60,00	
Potencia Parque	240,00	MW
Fecha Puesta en Marcha	ene-21	
Funcionamiento	4097	hr. Equiv.
Inmovilizado-Parque		€
Inversión / MW		€
Produccion	983.280,00	MWh
Inflación	3,0%	anual
Meses Amort. Inmovilizado Material	300	meses
Plazo de Cobro	60	días
Plazo de Pago	90	días
Interes Financiero	5,0%	anual
Comision de Apertura	1%	anual
Tipo Impositivo	30%	anual
Precio Tarifa FiT	260,49	€/MWh
Precio O&M	20	€/MWh
Inversión Total	770.640.000	€

Tabla 2. Parámetros financieros del estudio

A partir de estos parámetros económicos que constituyen el estudio de viabilidad proyectado, se obtiene una cuenta de resultados que nos devuelve unos cash-flows; que serán empleados para determinar el VAN, TIR y Pay-back, que son indicadores de la rentabilidad y factibilidad del parque.

VAN	308.998.727
TIR	10,47%
PAY-BACK	12

Tabla 3. Resultados económicos del proyecto

Junto a estos indicadores, se adjunta el estudio de sensibilidad donde se evaluarán las variables más significativas que pueden afectar a la rentabilidad del proyecto.

Se analizará cada variable y se realizará una comparación del efecto de la variación en el Valor Actual Neto y en la Tasa Interna de Retorno del proyecto y del accionista.

A modo de ejemplo, se presenta el primero de los análisis de sensibilidad que componen el estudio. Efecto en el incremento o disminución de la tarifa.

ANALISIS 1	EFFECTO EN EL VAN	EFFECTO EN LA TIR	EFFECTO EN PAY-BACK
TARIFA DE 22 JPY/KWH (159,19 € MWH)	-361.244.768,36 €	2,40%	24
TARIFA DE 36 JPY/KWH (260,49 € MWH)	308.998.726,66 €	10,47%	12
TARIFA DE 55 JPY/KWH (397,97 € MWH)	1.218.614.898,47 €	18,78%	7

Tabla 4. Análisis de sensibilidad - Precio de tarifa

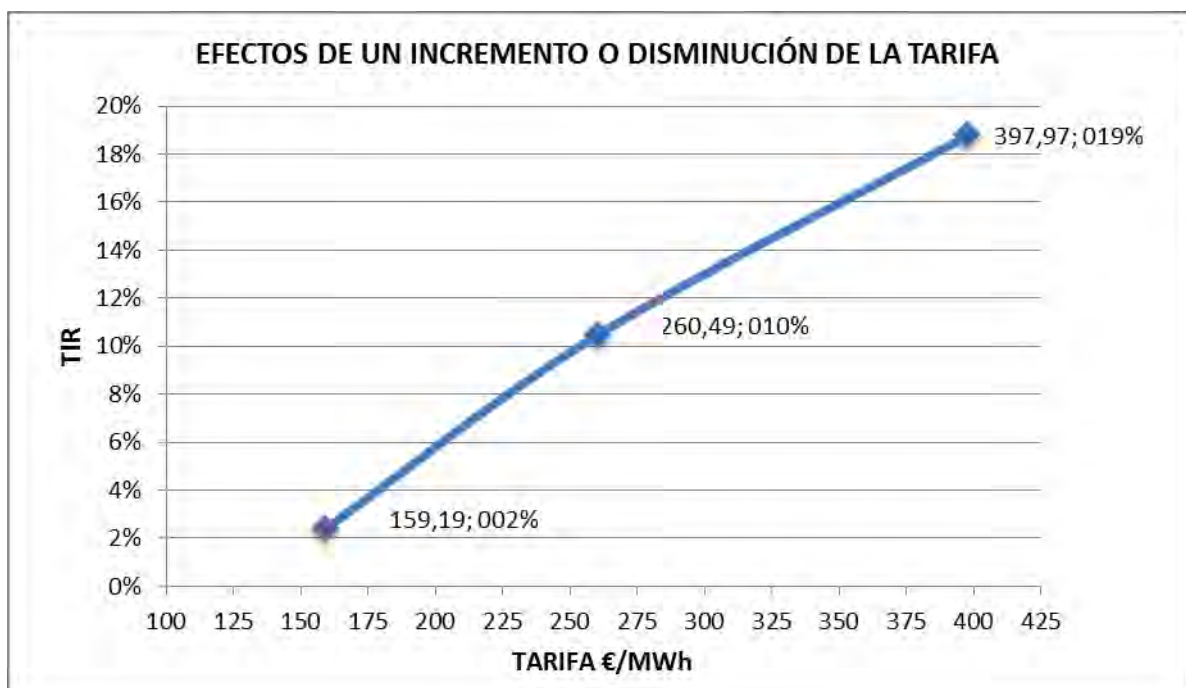


Ilustración 13. Gráfica Precio tarifa vs TIR

9. CONCLUSIONES

Una vez concluido el estudio del parque eólico, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Japón es uno de los países con mayor demanda de energía y, además, se encuentra entre los primeros puestos como país importador de recursos energéticos primarios. Por tanto, las energías renovables presentan una oportunidad atractiva para Japón, puesto que son energías autóctonas y limpias.

- Con vistas al nuevo plan energético elaborado por el gobierno japonés, las energías renovables serán la apuesta de futuro y tendrá un mayor porcentaje de participación en el mix energético nacional. Su plan es alcanzar los 75 GW de potencia instalada de origen renovable para el año 2050. Actualmente, la hidroeléctrica y la biomasa son las dos tecnologías que más peso tienen entre las renovables; en cambio, se prevé un aumento exponencial de las energías solar fotovoltaica y eólica. Dada la orografía del país nipón, la eólica offshore será la tecnología protagonista con mayor potencia instalada debido al buen recurso eólico que presenta el país del sol naciente.
- Japón destaca por ser un país de islas volcánicas, luego su plataforma continental es prácticamente inexistente. Esto dificulta la instalación de parques eólicos offshore con las cimentaciones convencionales, basadas en la tecnología de monopilotes y jackets. En nuestro emplazamiento, con la profundidad marina de la que se dispone (de 15 a 25 metros), el empleo de monopilotes como sistema de cimentación para nuestros aerogeneradores es el más indicado económicamente. No obstante, en el país nipón, las líneas futuras de desarrollo de parques offshore serán las estructuras flotantes.
- La red eléctrica japonesa es de gran calidad, puesto que ha tenido que desarrollarse enormemente a lo largo de su historia con las grandes centrales de generación eléctrica que han sido necesarias para poder abastecer la demanda local. Luego, la introducción de la eólica offshore en este país, no representará grandes alteraciones en la estabilidad de la red y futuros proyectos podrán ser acometidos.
- Respecto al estudio económico, se pueden destacar diversos aspectos. El primero de ellos es la repercusión que tiene la tarifa en este tipo de proyectos. En el 2013, la tarifa para la eólica offshore era la misma que para la onshore (22 yenes), y este año, ha alcanzado el valor de 36 yenes (véase anexo de la JWPA acerca de la remuneración de la offshore en Japón). El segundo aspecto a destacar es la posibilidad de la financiación a través de entidades bancarias japonesas, que ofrecen préstamos con intereses mucho más bajos respecto a los bancos europeos. El problema existente reside en la dificultad de obtener esta financiación a no ser que seas una empresa nacional o que tengas colaboración directa con una de ellas.

Madrid, 4 de Julio de 2014