



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN BALLITO, SUDÁFRICA

Autor: Biel SCAMMELL SÁNCHEZ-BLANCO

Director: Ignacio MARTÍN GUTÍERREZ

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN SUDÁFRICA** de la ETS de Ingeniería , ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☐ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)



Firmado (alumno): BIEL SCAMMELL SÁNCHEZ-BLANCO

Fecha: 23/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<i>Jose Ignacio Martin Gutierrez</i>	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 24/Junio/26	Fecha:

Índice

Documento 1: Memoria	19
1. MEMORIA DESCRIPTIVA	21
1.1 Introducción y contexto en Sudáfrica.....	21
1.2 Legislación aplicable	23
1.2.1 Normativa general	23
1.2.2 Obra civil y normativa marítima	24
1.2.3 Instalaciones eléctricas	24
1.3 Emplazamiento.....	26
1.3.1 Información sobre el emplazamiento.....	26
1.3.2 Estudio preliminar de viabilidad.....	28
1.3.2.1 Estudio del recurso eólico.....	28
1.3.2.2 Estudio geofísico	30
1.3.2.3 Estudio de rutas marítimas	33
1.3.2.4 Estudio preliminar de impacto medioambiental	35
1.3.2.5 Estudio de posibilidad de conexión a red eléctrica	36
1.4 Aerogeneradores.....	39
1.4.1 Modelo	39
1.4.1.1 Elección del modelo	39
1.4.1.2 Curva de potencia	40
1.4.1.3 Tabla de características	41
1.4.2 Funcionamiento.....	43
1.4.2.1 Mecánica de fluidos.....	43
1.4.2.2 Valor esperado de producción por aerogenerador	43
1.5 Parque.....	45
1.5.1 Dimensionamiento.....	45
1.5.2 Infraestructura eléctrica	46
1.5.2.1 Cableado	46
1.5.2.2 Subestación marina.....	47
1.5.2.3 Subestación terrestre	51
1.5.3 Obra civil	52
1.5.3.1 Monopilotes y torres	52
1.5.4 Fases de la construcción.....	53

1.5.4.1	Antes de la construcción.....	53
1.5.4.2	Construcción.....	53
2.	CÁLCULOS	59
2.1	Cálculo del recurso eólico	59
2.2	Cálculo del valor esperado de producción.....	62
2.3	Cálculo de los monopilotes.....	65
2.4	Optimización de la distribución de los aeros	69
2.5	Dimensionamiento cables	74
2.5.1	Inter-Array	74
2.5.2	Exportación	74
2.6	Cálculo de pérdidas en las líneas.....	76
2.6.1	Obtención de las impedancias	76
2.6.2	Circuito equivalente en unitarias	79
2.6.3	Flujo de cargas.....	80
3.	ESTUDIO ECONÓMICO	83
3.1	Hipótesis de partida.....	83
3.2	Inversión inicial (CAPEX)	84
3.3	Costes de explotación (OPEX).....	84
3.4	Ingresos.....	84
3.5	Coste de capital (CAPM y WACC)	85
3.6	Análisis de rentabilidad.....	86
3.7	Análisis de sensibilidad	87
3.8	Conclusión del estudio económico	87
4.	IMPACTO AMBIENTAL.....	89
4.1	Descripción del paraje natural	89
4.2	Impacto sobre la fauna	89
4.2.1	Aves	89
4.2.2	Mamíferos marinos y peces	90
4.2.3	Fondo marino	91
4.3	Impacto paisajístico	91
4.4	Gestión de recursos y residuos	92
4.5	Coste de oportunidad	92
4.6	Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	92

4.7 Conclusiones	93
5. LISTA DE ANEJOS	94
Documento 2: Planos	95
1. LISTA DE PLANOS.....	96
2. PLANOS	97
Documento 3: Presupuesto	102
MEDICIONES	103
PRECIOS UNITARIOS	105
PRESUPUESTO GENERAL.....	107
Nota bibliográfica.....	111

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Mapa de infraestructura energética de Sudáfrica; African Energy	12
Ilustración 2. Distribución de los aerogeneradores; elaboración propia	13
Ilustración 3. Marine Protected Areas.....	23
Ilustración 4. Emplazamiento en el mapa; cortesía de Google Earth	26
Ilustración 5. Vista de pájaro del emplazamiento; cortesía de Google Earth....	26
Ilustración 6. Rosa de los Vientos del emplazamiento; elaboración propia	28
Ilustración 7. Distribución de Weibull en el emplazamiento; elaboración propia	29
Ilustración 8. Datos del viento del emplazamiento; elaboración propia	29
Ilustración 9. Barimetría del emplazamiento; cortesía de Global Wind Atlas....	31
Ilustración 10. Histograma de la altura del oleaje; elaboración propia	32
Ilustración 11. «Rosa de las Olas»: Dirección de las olas; elaboración propia .	33
Ilustración 12. Puertos próximos; cortesía de MarineTraffic.....	34
Ilustración 13. Mapa de densidad de navíos (Sudáfrica); cortesía de VesselFinder	34
Ilustración 14. Mapa de densidad de navíos (Emplazamiento); cortesía de VesselFinder.....	35
Ilustración 15. Mapa de estuarios próximos al emplazamiento; cortesía de Google Earth	36
Ilustración 16. Subestaciones cercanas al emplazamiento; cortesía de Google Earth.....	37
Ilustración 17. Vista de pájaro de la subestación Hector, cortesía de Google Earth	38
Ilustración 18. cabeza del aerogenerador; cortesía de Vestas	39
Ilustración 19. Estimación de curva de potencia del fabricante	40
Ilustración 20. Estimación de la curva de potencia en el emplazamiento.....	41
Ilustración 21. Esquema de la distribución óptima de los aerogeneradores; elaboración propia.....	45
Ilustración 22. “Collector configurations”. Cortesía de S. Lumbreras and A. Ramos “Offshore wind farm electrical design” [15].....	47
Ilustración 23. Diagrama unifilar básico subestación marina del parque	48
Ilustración 24. Equipo de protección 87T de subestación marina; elaboración propia	49
Ilustración 25. Equipos de protección 50/51 de la subestación marina; elaboración propia.....	50
Ilustración 26. Aparamenta de maniobras de GIS offshore	51
Ilustración 27. Subestación terrestre en Ballito	51
Ilustración 28. Diagramas de cortantes, flectores y normales del conjunto; elaboración propia.....	52

Ilustración 29. Diagrama de Gantt de la ejecución del proyecto.....	57
Ilustración 30, Curva de potencia con Vel. Nominal 10,5 m/s con MATLAB.....	63
Ilustración 31, Distribución de Weibull con MATLAB	63
Ilustración 32. Diagrama de cortantes del conjunto monopilote y torre; elaboración propia.....	66
Ilustración 33. Diagrama de flectores del conjunto monopilote y torre; elaboración propia	67
Ilustración 34. Diagrama de normales del conjunto monopilote y torre; elaboración propia.....	68
Ilustración 35. Distribución óptima de los aerogeneradores; elaboración propia	73
Ilustración 36. Diagrama unifilar simplificado; elaboración propia	76
Ilustración 37. Tabla del fabricante simplificada; cortesía de ABB.....	78
Ilustración 38. Tabla 2 del fabricante simplificada; cortesía de ABB.....	78
Ilustración 39. Esquema equivalente del conjunto del parque para el cálculo en unitarias; elaboración propia	80
Ilustración 41. Objetivos de Desarrollo Sostenibles relacionados con el proyecto	92

Índice de tablas

Tabla 1. Producción del parque eólico	14
Tabla 2. Datos financieros parque eólico	14
Tabla 3. Tipo de turbina según norma IEC	29
Tabla 4, características del aire en el emplazamiento	30
Tabla 5. Subestaciones cercanas de la red de transporte	36
Tabla 6. Capacidad disponible de las subestaciones cercanas al parque; cortesía de ESKOM [11].....	37
Tabla 7. Datos para estimación de la curva de potencia con atmósfera ISA	40
Tabla 8. Datos de la estimación de la curva de potencia corregida al emplazamiento	41
Tabla 9. Características generales del aerogenerador	42
Tabla 10. Características generales del rotor	42
Tabla 11. Frecuencia del aerogenerador	42
Tabla 12. Tren de potencia del aerogenerador	42
Tabla 13. Monopilote y torre del aerogenerador	42
Tabla 14. Máximo nivel de ruido del aerogenerador	42
Tabla 15. Factor de capacidad del aerogenerador	42
Tabla 16. Ciclo de vida del aerogenerador	43
Tabla 17. Valores esperados de producción por aerogenerador en función de Vel. Nominal	44
Tabla 18. Tabla de características de cable tripolar ABB 66kV y 630mm ² ; cortesía de ABB	46
Tabla 19. Tabla de características de cable monopolar ABB 275kV y 630mm ² ; cortesía de ABB.....	47
Tabla 20. Características de la torre	53
Tabla 21, Valores esperados de producción por aerogenerador en función de Vel. Nominal	64
Tabla 22, Parámetros empleados en el dimensionamiento de los monopilotes	65
Tabla 23. Necesidades físicas sistema.....	76
Tabla 24. Sección de cables submarinos catálogo tensión 10-90kV; cortesía de ABB	77
Tabla 25. Sección de cables submarinos catálogo tensión 100-420kV; cortesía de ABB	77
Tabla 26. Corrección por temperatura para la resistencia en el cobre	78
Tabla 27. Valores reales de las impedancias en las líneas.....	79
Tabla 28. Trafo con valores típicos	79
Tabla 29. Base unitarias del transformador	79
Tabla 30. Valores en unitarias de las líneas	80
Tabla 31. Tensiones sin inductancia	81
Tabla 32. Tensiones (circuito equivalente).....	81
Tabla 33. Flujos de potencia (circuito equivalente).....	82
Tabla 34. Rendimiento y caída de tensión (circuito equivalente).....	82

Tabla 35. Pérdidas del parque (circuito equivalente).....	82
Tabla 36. Producción anual parque	83
Tabla 37. Hipótesis económicas adoptadas y valores obtenidos de WACC, CAPM y TIR para el parque.....	83
Tabla 40. Cálculo del CAPM.....	85
Tabla 41. Amortización de la deuda mediante anualidades constantes (en M€)	86
Tabla 43. Cuenta de Pérdidas y Ganancias del parque (en M€) en formato vertical	86

Agradecimientos

A mi director,

A mis amigos Jaime Mateos, Carlota, Rafa, Paco, Solís, Teresa...

Al profesor Enrique Picatoste,

A mi madre, a mi padre,

Y dedicado a mis abuelas Elena y Renatta.

Resumen ejecutivo (ES)

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN BALLITO, SUDÁFRICA

Autor: Scammell Sánchez-Blanco, Biel

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio

Entidad Colaboradora: ICAI, Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Sudáfrica ha vivido más de una década de cortes programados de suministro (LOAD SHEDDING) derivados de la incapacidad del monopolio estatal Eskom para garantizar un abastecimiento eléctrico estable. La enmienda al Electricity Regulation Act (2022/2024), que eliminó el límite de potencia para los productores independientes (IPP), ha liberalizado el sector y abierto la puerta a la inversión privada en infraestructura de generación. En este contexto, y aprovechando el excelente recurso eólico del extremo sur del continente africano, donde convergen el océano Índico y el Atlántico bajo la influencia de la Corriente de las Agujas, nace la idea de este proyecto.

El estado de la técnica en eólica marina ha alcanzado la madurez comercial con aerogeneradores de más de 15 MW y cimentaciones fijas tipo monopilote viables hasta profundidades cercanas a 60 m. El mercado marginalista sudafricano (SAWEM), unido a un mix de generación mayoritariamente fósil, convierte a una planta renovable de coste marginal nulo en una oportunidad inversora especialmente atractiva.

El objeto del proyecto es la ejecución completa de un parque eólico marino de 450 MW frente a la costa de Ballito (KwaZulu-Natal), a unos 26 km de la costa, abarcando el estudio del emplazamiento, el diseño técnico (aerogeneradores, infraestructura eléctrica y obra civil), el estudio económico-financiero, el impacto ambiental, los planos, el pliego de condiciones y el presupuesto.

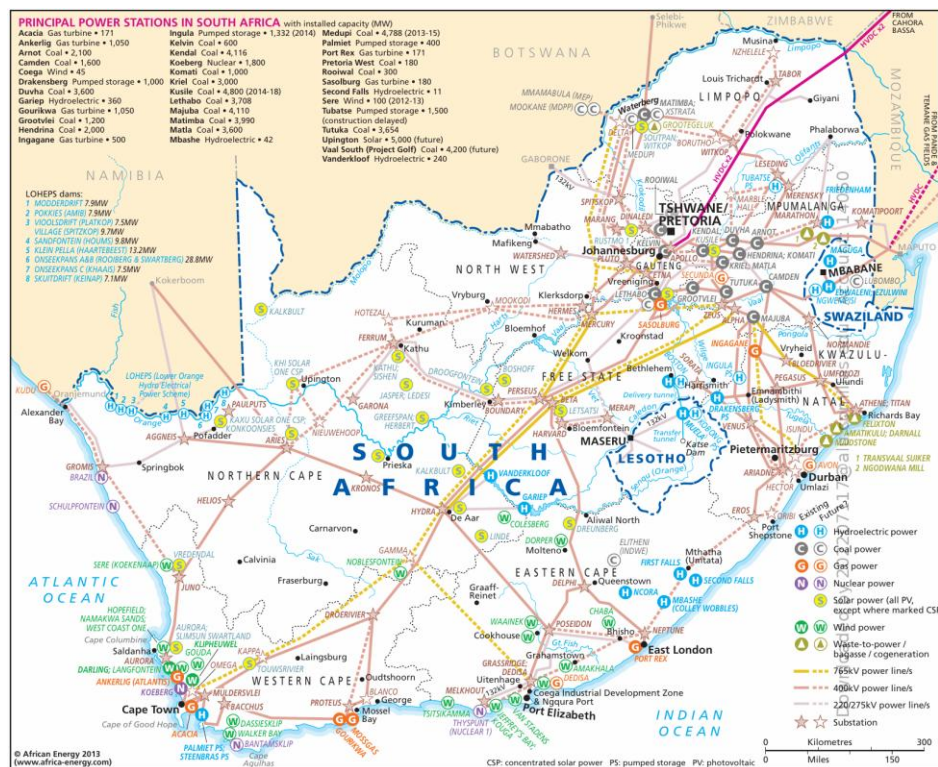


Ilustración 1. Mapa de infraestructura energética de Sudáfrica; African Energy

Palabras clave: parque eólico marino, Sudáfrica, energías renovables, recurso eólico, monopilote

Metodología

El estudio del recurso eólico se ha basado en cinco años (2020-2025) de datos ERA5 (Copernicus) a 100 m de altura, con los que se construyó la rosa de los vientos y se ajustó una distribución de Weibull (velocidad media de 8,53 m/s, $k = 2,02$, $c = 9,61$ m/s), confirmando un viento fuerte, de baja turbulencia y dirección dominante NNE que exige una turbina clase IEC I.

Se seleccionó el aerogenerador Vestas V236-15.0 MW (rotor de 236 m, 15 MW). A falta de la curva de potencia oficial, se construyó una curva por tramos a partir de los parámetros conocidos (CUT IN, nominal, CUT OUT) y se corrigió a la densidad real del aire del emplazamiento ($1,1892 \text{ kg/m}^3$). El valor esperado de producción se obtuvo integrando la curva de potencia frente a la distribución de Weibull para tres escenarios de velocidad nominal.

La distribución óptima de los 30 aerogeneradores se resolvió con un modelo de optimización lineal entera mixta (MILP) que minimiza el coste de cable y las pérdidas por efecto estela (modelo de Jensen/Park).

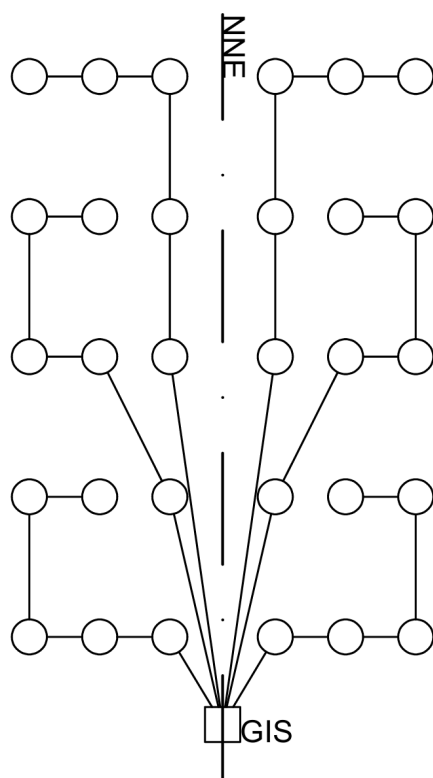


Ilustración 2. Distribución de los aerogeneradores; elaboración propia

La infraestructura eléctrica se diseñó en dos niveles: red interna (Inter-Array) a 66 kV con seis circuitos de cable tripolar de 630 mm² (cinco aerogeneradores por circuito) y cable de exportación a 275 kV a lo largo de 27,5 km, elevando la tensión en una subestación marina encapsulada en gas (GIS) de doble barra. Las pérdidas se calcularon resolviendo el flujo de cargas por el método de Newton-Raphson sobre el circuito equivalente en unitarias.

El estudio económico se desarrolló con tasas nominales, calculando CAPEX, OPEX, coste de capital (CAPM y WACC con prima de riesgo país) y los indicadores de rentabilidad (TIR, VAN, DSCR), contrastando la estimación propia con la referencia sectorial de BVG Associates.

Resultados

El parque dimensionado consta de **30 aerogeneradores Vestas V236-15.0 MW (450 MW instalados)**, orientados en dirección NNE con 1,6 km de separación. La producción esperada en el caso base (velocidad nominal 11,5 m/s) es de 1.649,40 GWh anuales, con factores de capacidad y horas equivalentes que evidencian un aprovechamiento excelente del recurso:

Vel. Nominal (m/s)	10,5	11,5	13
Producción por aero. corr. (GWh)	62,17	54,98	45,18
Producción del parque (GWh)	1.865,06	1.649,40	1.355,28
Ingresos anuales (M€)	447,61	395,86	325,27

Tabla 1. Producción del parque eólico

El cálculo de flujo de cargas requirió añadir una inductancia en el nudo de alta de la subestación marina para mantener la tensión en bornes del generador dentro de los márgenes admisibles, **obteniéndose un rendimiento eléctrico del 98,4 % del conjunto de líneas y transformación**. La cimentación se resuelve mediante monopilotes de acero S235 (diámetro 3,2 m), que superan holgadamente la comprobación estructural por resistencia (tensión combinada de 235 MPa) y por pandeo (coeficiente de seguridad próximo a 9,7).

En el plano económico, el desglose propio arroja un CAPEX de 1.021,25 M€, mientras que la referencia sectorial de BVG Associates conduce a 1.420,90 M€, valor más conservador que se adopta como CAPEX de referencia del modelo financiero (coherente con el importe del presupuesto general). Tomando el precio medio de mercado SAWEM de 240 €/MWh y la producción del caso base, los ingresos del primer año ascienden a 388,20 M€. Los indicadores de rentabilidad confirman un proyecto viable:

Precio de mercado (SAWEM)	240 €/MWh
TIR del proyecto	12,89%
WACC	12,56%
VAN del equity	1.420,90 M€
DSCR mínimo	1,80

Tabla 2. Datos financieros parque eólico

El análisis de impacto ambiental concluye que, con las medidas de mitigación adecuadas (cortinas de burbujas y arranque suave durante el hincado, parada bajo demanda ante avifauna, gestión de la iluminación y un Estudio de Impacto Ambiental formal previo), el balance ambiental neto es positivo, evitándose del orden de cientos de miles de toneladas de CO₂ al año respecto al carbón y contribuyendo a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7, 13, 9, 8 y 14).

Conclusiones

El proyecto demuestra la viabilidad técnica y económica de un parque eólico marino de 450 MW en la costa de KwaZulu-Natal. El emplazamiento ofrece un recurso eólico excelente (viento fuerte, estable y de baja turbulencia), y el diseño propuesto, basado en 30 aerogeneradores Vestas V236-15.0 MW sobre monopilotes, resuelve de forma consistente los retos estructurales, eléctricos y logísticos del entorno marino.

Desde el punto de vista económico, **una TIR del 12,89 % frente a un WACC del 12,56 % y un DSCR mínimo de 1,80** confirman un proyecto rentable y financiable, si bien con un margen ajustado, que se mantiene incluso en el escenario de producción más conservador. El principal condicionante es el elevado coste de la deuda (17 %) propio del

riesgo país, que deberá optimizarse mediante coberturas o un PPA que estabilice los ingresos. El balance global, técnico, económico y ambiental, es claramente favorable.

Referencias

- Bryden, H. L., Beal, L. M. y Duncan, L. M. (2005). Structure and Transport of the Agulhas Current and Its Temporal Variability. *J. Oceanogr.*, 61(3), 479–492.
- Cawthra, H. C. et al. (2012). Sedimentation on the narrow continental shelf off Durban, KwaZulu-Natal, South Africa. *Mar. Geol.*, 323–325, 107–122.
- Eskom Holdings SOC Ltd. (2023). Generation Connection Capacity Assessment of the 2023 Transmission Network (GCCA 2023), Phase 2.
- Lumbreras, S. y Ramos, A. (2013). Offshore wind farm electrical design: A review. *Wind Energy*, 16(3), 459–473.
- The Wind Power (2025). Vestas V236/15.0 MW.
- BVG Associates (2025). Guide to an Offshore Wind Farm. The Crown Estate.
- International Electrotechnical Commission (2004). IEC 60228:2004 – Conductors of insulated cables.

Abstract (EN)

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A WIND FARM IN SOUTH AFRICA

Author: Scammell Sánchez-Blanco, Biel

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio

SUMMARY OF THE PROJECT

South Africa has endured over a decade of scheduled power cuts (LOAD SHEDDING) caused by the state monopoly Eskom's inability to ensure a stable electricity supply. The 2022/2024 amendment to the Electricity Regulation Act, which removed the capacity cap for independent power producers (IPPs), has liberalised the sector and opened the door to private investment. Taking advantage of the outstanding wind resource at the southern tip of Africa, where the Indian and Atlantic oceans meet under the influence of the Agulhas Current, this project proposes an offshore wind farm.

The objective is the full Execution Project of a 450 MW offshore wind farm off Ballito (KwaZulu-Natal), about 26 km offshore, covering site assessment, technical design (turbines, electrical infrastructure and civil works), the economic-financial study, environmental impact, drawings, technical specifications and budget.

(Figures are shown above)

Keywords: offshore wind farm, South Africa, renewable energy, wind resource, monopile

The wind resource was assessed using five years (2020–2025) of ERA5 (Copernicus) data at 100 m height, building the wind rose and fitting a Weibull distribution (mean speed 8.53 m/s, $k = 2.02$, $c = 9.61$ m/s), confirming a strong, low-turbulence, NNE-dominant wind that requires an IEC class I turbine.

The Vestas V236-15.0 MW turbine was selected. A piecewise power curve was built from known parameters (cut-in, rated, cut-out) and corrected to the site air density (1.1892 kg/m³); the expected energy yield was obtained by integrating the power curve against the Weibull distribution for three rated-speed scenarios. The optimal layout of the 30 turbines was solved with a mixed-integer linear program (MILP) minimising cable cost and wake losses (Jensen/Park model).

The electrical infrastructure was designed on two levels: a 66 kV inter-array network with six three-core 630 mm² circuits (five turbines per circuit) and a 275 kV, 27.5 km export cable, stepping the voltage up at a gas-insulated (GIS) offshore substation with a double-busbar configuration. Losses were computed by solving the power flow with the Newton-

Raphson method on the per-unit equivalent circuit. The economic study applied nominal rates to derive CAPEX, OPEX, the cost of capital (CAPM and WACC with a country-risk premium) and the profitability indicators (IRR, NPV, DSCR).

Results

The farm comprises **30 Vestas V236-15.0 MW turbines (450 MW)**, oriented NNE with 1.6 km spacing, producing 1,649.40 GWh per year in the base case (11.5 m/s rated speed). Adding an inductance at the high-voltage node of the offshore substation keeps the generator-terminal voltage within admissible limits, **yielding a 98.4 % overall efficiency of the lines and transformation**. The foundation is solved with S235 steel monopiles (3.2 m diameter), which comfortably pass both the strength check (235 MPa combined stress) and the buckling check (safety factor close to 9.7).

The in-house breakdown gives a CAPEX of 1,021.25 M€, while the BVG Associates sector reference leads to 1,420.90 M€, the more conservative figure adopted in the financial model (consistent with the overall budget). At the SAWEM market price of 240 €/MWh and base-case output, first-year revenues reach 388.20 M€. The project proves both technically sound and bankable.

Environmental analysis concludes that, with appropriate mitigation (bubble curtains and soft-start during piling, on-demand shutdown for birdlife, lighting management and a formal Environmental Impact Assessment beforehand), the net balance is positive, avoiding hundreds of thousands of tonnes of CO₂ per year and contributing to several Sustainable Development Goals (SDGs 7, 13, 9, 8 and 14).

Conclusions

The project demonstrates the technical and economic feasibility of a 450 MW offshore wind farm off KwaZulu-Natal. The excellent wind resource and the 30-turbine monopile-based design consistently address the structural, electrical and logistical challenges of the marine environment. With an IRR of 12.89 % against a 12.56 % WACC and a minimum DSCR of 1.80, the project is profitable and financeable) albeit with a tight margin (even in the most conservative production scenario; the main constraint is the high cost of debt (17 %), inherent to country risk, to be optimised through hedging or a PPA. The overall technical, economic and environmental balance is clearly favourable.

References

- Bryden, H. L., Beal, L. M. y Duncan, L. M. (2005). Structure and Transport of the Agulhas Current and Its Temporal Variability. *J. Oceanogr.*, 61(3), 479–492.
- Cawthra, H. C. et al. (2012). Sedimentation on the narrow continental shelf off Durban, KwaZulu-Natal, South Africa. *Mar. Geol.*, 323–325, 107–122.
- Eskom Holdings SOC Ltd. (2023). Generation Connection Capacity Assessment of the 2023 Transmission Network (GCCA 2023), Phase 2.

- Lumbreras, S. y Ramos, A. (2013). Offshore wind farm electrical design: A review. *Wind Energy*, 16(3), 459–473.
- The Wind Power (2025). Vestas V236/15.0 MW.
- BVG Associates (2025). Guide to an Offshore Wind Farm. The Crown Estate.
- International Electrotechnical Commission (2004). IEC 60228:2004 – Conductors of insulated cables.

Documento 1: Memoria



INSTITUTO CATÓLICO DE ARTES E INDUSTRIAS

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN SUDÁFRICA

Autor

Biel SCAMMELL SÁNCHEZ-BLANCO

Fdo.

Director

Ignacio MARTÍN GUTIÉRREZ

Fdo.

Madrid, 2026

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Introducción y contexto en Sudáfrica

La oscuridad ha sido la norma 6 horas al día en Sudáfrica durante más de 10 años.

Acabar con los apagones programados, que dejaban a los ROBOTS (como allí llaman a los semáforos) sin luz y con su consecuente caos en las calles fue tan fácil como darle al botón de privatizar.

Hace dos años comenzó el proceso de desmantelamiento del monopolio estatal ESKOM, una compañía heredada del Apartheid sudafricano que asumía todas las fases del sector eléctrico y que ha probado ser incapaz de proveer a la ciudadanía sudafricana de un suministro estable de energía eléctrica.

La liberalización masiva ha permitido que emerjan entidades privadas nacionales y la entrada de capital extranjero para la inversión en infraestructura crítica.

En la cúspide de la pirámide desregulatoria, la enmienda al *Electricity Regulation Act* (ERA en adelante) en 2022, eliminó el límite de potencia para los productores privados de energía, abriendo el mercado a la intrépida perspicacia empresarial.

En este contexto, nace la idea de construir un parque eólico que dé energía limpia para el mix sudafricano y que aproveche el vasto recurso eólico del extremo sur de África.

Se ha escogido la modalidad OFFSHORE, para además sacar partido a condiciones climatológicas únicas, en el punto donde se encuentran dos océanos (el Océano Índico y el Océano Atlántico) en una de las corrientes más fuertes del mundo: la Corriente de las Agujas [1].

En cuanto a la rentabilidad, Sudáfrica ha instaurado el sistema marginalista para la determinación de precios en el mix de generación (SAWEM: un sistema nuevo, del que se espera que este maduro para 2030 [2], fecha anterior a la finalización del proyecto de ejecución), que sumado al dato de que la inmensa generación del país es de origen fósil [3], convierte a las inversiones como esta de energía renovable en una oportunidad inversionista única.

Además, **el sistema eléctrico sudafricano está fuertemente inspirado en el sistema británico, lo que lo convierte en un entorno seguro y predecible.**

El mayor desafío para la red, no obstante, está siendo su capacidad disponible para generar en distribución y en transporte, puesto que existe un importante

cuello de botella para el acceso a la red, muy acuciada en la generación en transporte.

Asimismo, los parajes naturales y el tráfico marítimo suponen restricciones claves a solventar en cuanto a la localización del emplazamiento.

1.2 Legislación aplicable

A continuación, se detalla la legislación aplicable para el proyecto de ejecución de parque eólico marino en la costa de Sudáfrica, clasificándose en los siguientes grandes bloques.

1.2.1 Normativa general

El desarrollo de infraestructuras energéticas off-shore en Sudáfrica está condicionado por un marco regulatorio que combina legislación ambiental, normativa eléctrica y programas específicos de impulso a energías renovables.

En este contexto, destacan las siguientes figuras clave:

- Marine Protected Areas (MPA): zonas marinas protegidas que abarcan aproximadamente el 5% de la costa sudafricana, destinadas a la conservación de la biodiversidad.
- Electricity Regulation Act (ERA, 2006; enmendada en 2024): permite la entrada de productores independientes (IPP) sin restricciones de capacidad, facilitando la inversión privada en generación eléctrica.
- National Energy Act (NEA, 2008): regula el funcionamiento del sistema energético y establece los requisitos técnicos de integración en red.
- Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPP): programa de adjudicación de proyectos renovables mediante contratos PPA.

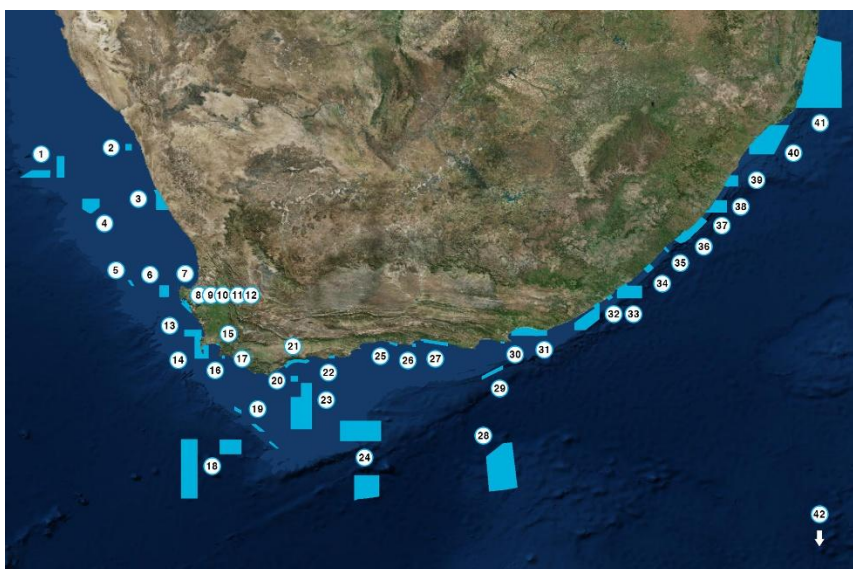


Ilustración 3. Marine Protected Areas

1.2.2 Obra civil y normativa marítima

El desarrollo de infraestructuras off-shore requiere el cumplimiento de la normativa ambiental, marítima y de seguridad industrial aplicable en Sudáfrica.

En particular, destacan las siguientes disposiciones:

- National Environmental Management Act (1998): establece el marco general de protección ambiental y regula la obligatoriedad de realizar estudios de impacto ambiental (Environmental Impact Assessment, EIA).
- National Environmental Management Integrated Coastal Management Act (2008): regula el uso, gestión y protección de zonas costeras y marinas.
- Marine Spatial Planning Act (2018): define la planificación del espacio marítimo para coordinar usos como energía, transporte marítimo, pesca y conservación.
- National Ports Act (2005): regula las actividades portuarias y las infraestructuras asociadas necesarias para la construcción y operación de instalaciones offshore.
- Occupational Health and Safety Act (1993): establece los requisitos de seguridad y salud en el trabajo aplicables a actividades industriales y de construcción.

Adicionalmente, deben considerarse:

- Normas técnicas nacionales, publicadas por la South African Bureau of Standards (SABS), relativas a materiales, estructuras y seguridad industrial.
- Normativa internacional aplicable a instalaciones offshore, incluyendo estándares desarrollados por la International Electrotechnical Commission (IEC) y la International Organization for Standardization (ISO).

1.2.3 Instalaciones eléctricas

Las instalaciones de generación y evacuación eléctrica están sujetas a regulación específica del sector energético sudafricano.

Las principales disposiciones aplicables son:

- Electricity Regulation Act (2006, enmendada en 2024): regula las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como el régimen de licencias.

- National Energy Regulator of South Africa (NERSA): organismo regulador responsable de la concesión de licencias y supervisión del sistema eléctrico.
- Grid Code sudafricano (Eskom): establece los requisitos técnicos para la conexión de plantas de generación al sistema eléctrico nacional.
- Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPP): mecanismo de adjudicación de proyectos renovables mediante procesos competitivos.

Asimismo, el diseño y operación de parques eólicos offshore debe cumplir con:

- Estándares internacionales de la IEC, especialmente en materia de diseño, seguridad y certificación de aerogeneradores.

1.3 Emplazamiento

1.3.1 Información sobre el emplazamiento

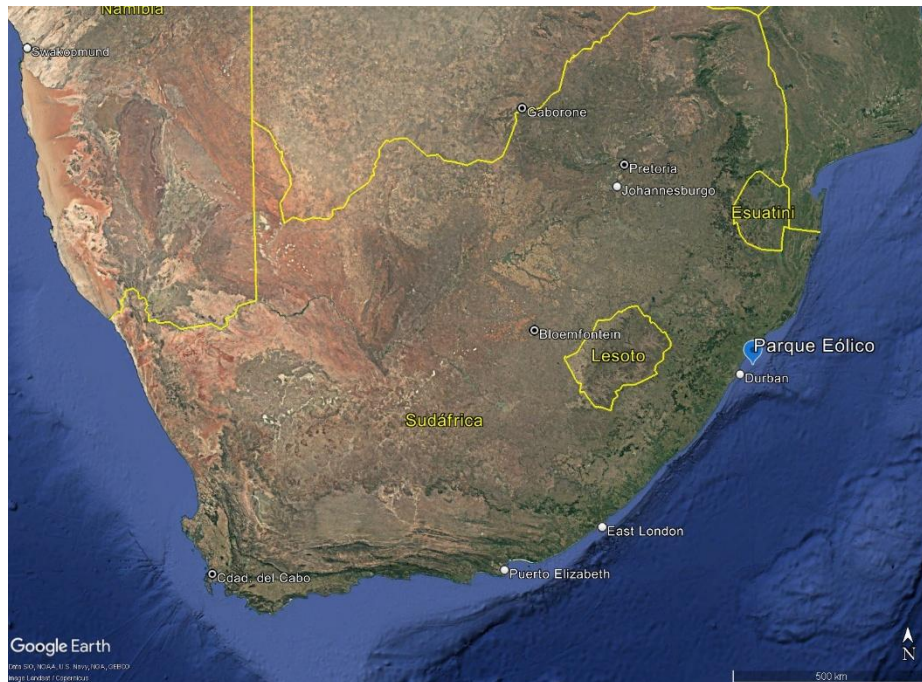


Ilustración 4. Emplazamiento en el mapa; cortesía de Google Earth

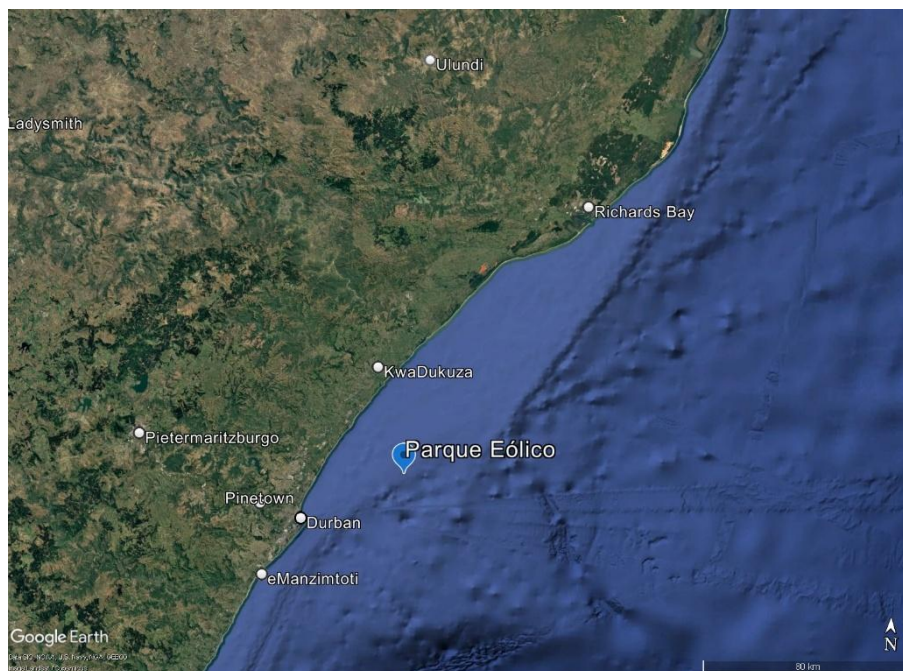


Ilustración 5. Vista de pájaro del emplazamiento; cortesía de Google Earth

Se ha tomado un área que presenta la siguiente información en su centro:

Formato decimal: (Lat, Long): (-29.698726°, 31.434632°)

Formato en minutos y segundos aproximado:

- Latitud: 29° 41' 55.41" S
- Longitud: 31° 26' 4.68" E

Con respecto a su accesibilidad:

- 26,35 km al punto más cercano de la costa
- 41,34 km de la ciudad de Durban

Se ha elegido que el emplazamiento de la infraestructura terrestre (subestación terrestre) sea en Ballito, Kwu Zulu-Natal, por lo que será el municipio de referencia del proyecto.

Ballito no tiene estuarios ni grandes edificaciones, por lo que permite la construcción de la subestación terrestre necesaria para la transición entre el cable de exportación (proveniente de la subestación marina del parque, con todo el flujo de carga de este), a las líneas aéreas que conecten con la red sudafricana por medio de la subestación de la misma.

1.3.2 Estudio preliminar de viabilidad

1.3.2.1 Estudio del recurso eólico

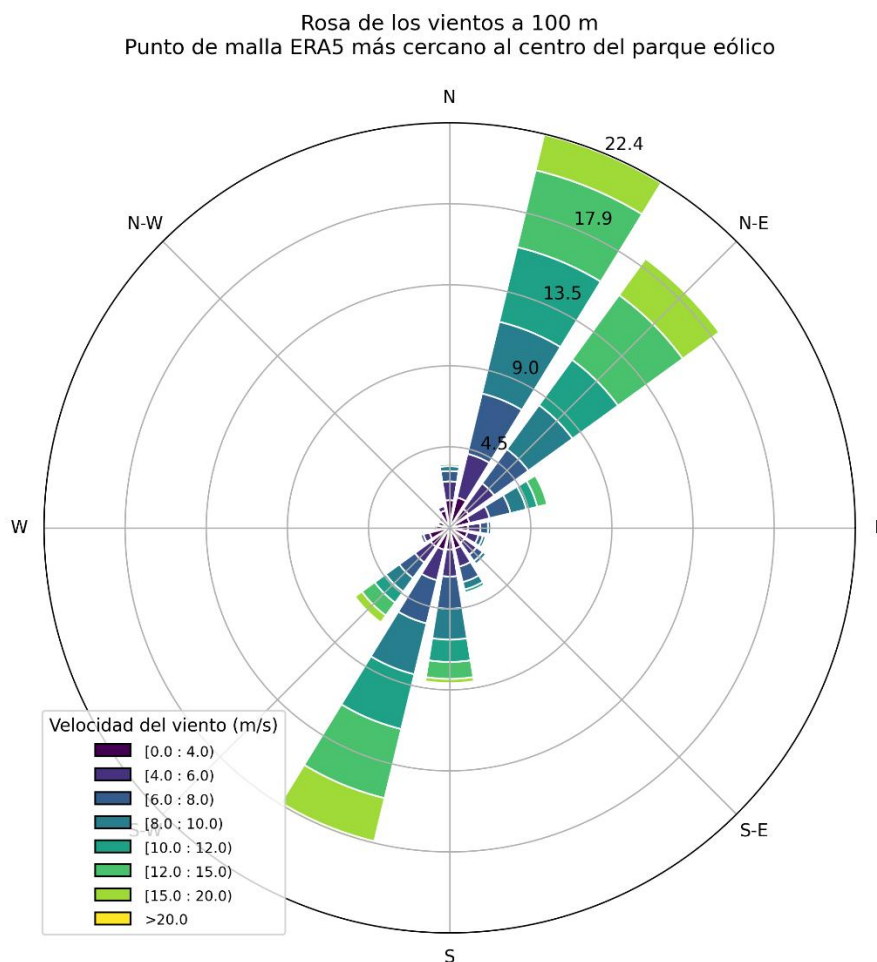


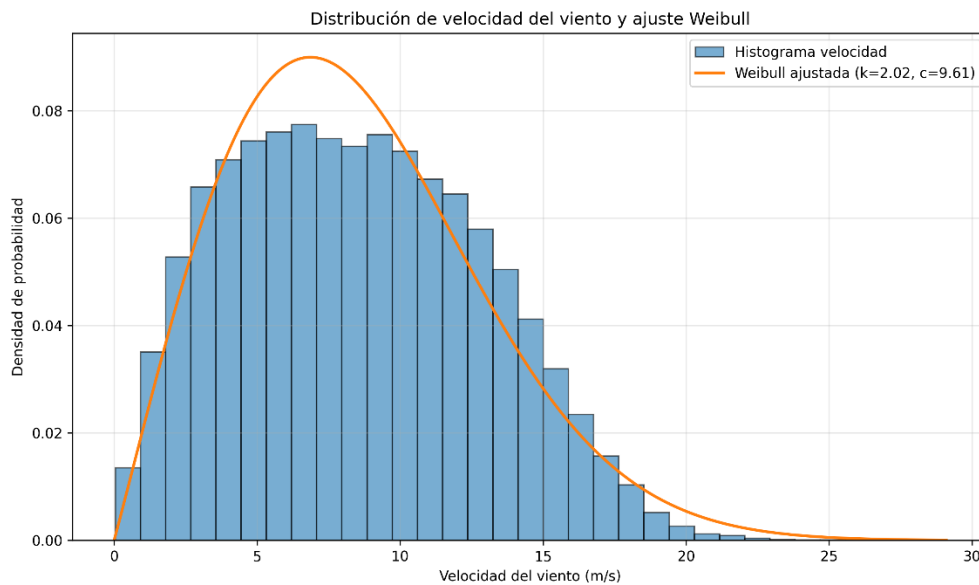
Ilustración 6. Rosa de los Vientos del emplazamiento; elaboración propia

Nota: El eje axial indica el porcentaje de ocurrencia.

Para la elaboración de la rosa de los vientos se han utilizado datos de viento procedentes el histórico de 5 años (2020 - 2025) del modelo ERA5 (de COPERNICUS), a una altura de 100 m sobre el nivel del suelo.

El nodo ERA5 empleado ha sido: (**Lat:** -29.75, **Lon:** 31.5), a una distancia de 8,5 km del centro del parque eólico.

La velocidad media del viento (a una altitud de 100 metros) es de 8,53 m/s.

*Ilustración 7. Distribución de Weibull en el emplazamiento; elaboración propia*

<i>Velocidad media</i>	8.53	m/s
<i>Parámetro Weibull k</i>	2.02	-
<i>Parámetro Weibull c</i>	9.61	m/s
<i>Percentil 90</i>	14.52	m/s
<i>Velocidad máxima</i>	26.45	m/s

Ilustración 8. Datos del viento del emplazamiento; elaboración propia

La distribución de Weibull juega un papel fundamental en el cálculo de producción energética, que sigue esta fórmula:

$$\text{Valor esperado de producción} = \int \text{Curva de potencia del aero } (v) \cdot f(v) \cdot dv$$

$$\text{donde } \begin{cases} v \equiv \text{viento} \\ f(v) \equiv \text{distribución de Weibull} \end{cases}$$

Los resultados positivos que arrojan la distribución de Weibull (viento fuerte y constante) unido a la dominancia estable del viento en una dirección (dirección NNE), convierten al emplazamiento en una localización con un recurso eólico excelente.

<i>Tipo de viento</i>	Fuerte
<i>Turbulencia</i>	Baja
<i>Tipo de turbina requerida</i>	IEC I

Tabla 3. Tipo de turbina según norma IEC

La norma IEC 61400-3 clasifica los tipos de turbinas marinas según las condiciones del recurso eólico [4].

Para este caso, **se requieren turbinas clase IEC I.**

Como los datos sobre los que se ha trabajado son para una altura sobre el nivel del mar de 100 metros, serán necesarias modificaciones para la obtención de un modelo de recurso eólico más preciso, que se adapte a la altura del buje.

1.3.2.1.1 Otras condiciones meteorológicas:

Densidad media del aire	1,1892	kg/m ³
Desviación típica de la densidad	0,0168	kg/m ³
Humedad relativa media	77,15	%

Tabla 4, características del aire en el emplazamiento

Usando una malla de ERA5 más grande, se ha calculado la densidad del aire media en la zona (datos de 4 años), siendo esta de $\rho = 1.1892 \text{ kg/m}^3$.

Que atendiendo a la densidad estándar de la Atmósfera Estándar Internacional de la OACI [5] de $\rho \approx 1.225 \text{ kg/m}^3$, tiene una desviación de casi el 3%.

1.3.2.2 Estudio geofísico

A continuación, se hacen los estudios geofísicos de las características del lecho marino y de la columna de agua que condicionan la viabilidad técnica del parque.

1.3.2.2.1 Estudio preliminar de barimetría

En primer lugar, se analiza la batimetría de la zona, determinante para la elección y el dimensionamiento de las cimentaciones.



Ilustración 9. Barimetría del emplazamiento; cortesía de Global Wind Atlas

La zona del emplazamiento tiene una batimetría irregular que oscila entre los 25 y 60 metros de profundidad, que puede cambiar la ubicación de los monopilotes.

Es de gran importancia que la barimetría sea estudiada en detalle antes de empezar la instalación de los monopilotes.

1.3.2.2.2 Estudio preliminar del tipo de suelo

El suelo marino juega un papel fundamental a la hora de instalar los monopilotes.

La plataforma oceánica del suelo marino de la costa de Durban sólo mide 8 km hasta el barranco, predomina la arena cuarzosa con crestas causadas por la fuerte Corriente de las Agujas [6], [7] .

1.3.2.2.3 Estudio preliminar del oleaje

Finalmente, se caracteriza el oleaje, factor clave tanto por las cargas estructurales que transmite a las estructuras de soporte como por su influencia en la accesibilidad durante las fases de instalación, operación y mantenimiento.

A partir también de ERA5 de COPERNICUS, se han obtenido datos de las siguientes variables (años 2021 - 2025):

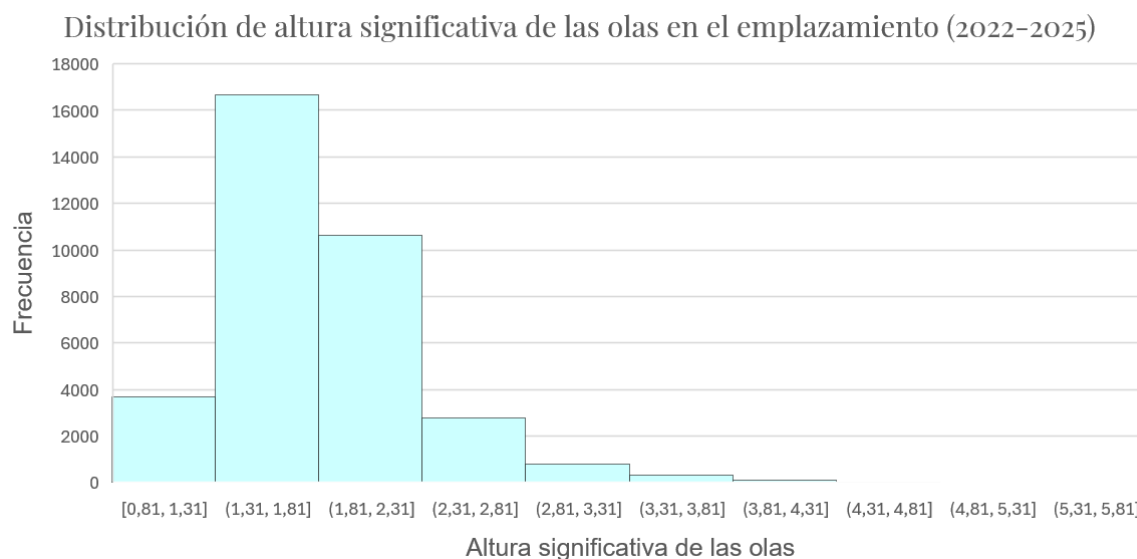


Ilustración 10. Histograma de la altura del oleaje; elaboración propia

- Altura significativa de las olas:
 - Media: 1.81 metros
 - Percentil 50: 1.73 metros
 - Percentil 90: 2.37 metros
 - Percentil 95: 2.68 metros
 - Máximo: 5.43 metros

- Período medio: 7.94 segundos

- Dirección media aproximada: 129.98°

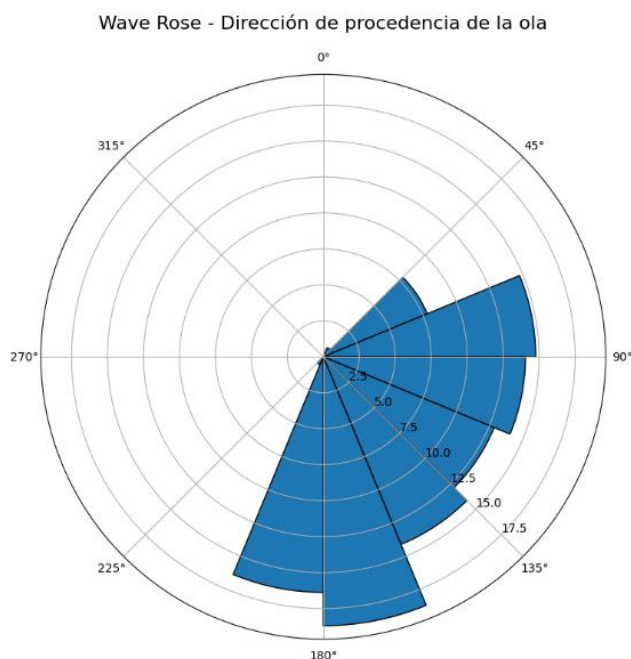


Ilustración 11. «Rosa de las Olas»: Dirección de las olas; elaboración propia

Nota: El eje axial indica el porcentaje de ocurrencia.

Nótese el desacoplamiento entre la dirección del viento y las olas, indicando predominancia de SWELL² frente al MAR DE VIENTO. Coherente también con la presencia de la Corriente de las Agujas.

El nodo ERA5 empleado ha sido: (**Lat:** -29.5, **Lon:** 31.5), a una distancia de 23 km del centro del parque eólico.

1.3.2.3 Estudio de rutas marítimas

Existen principalmente dos riesgos asociados al tráfico de barcos: una colisión con un aerogenerador y daños a cables submarinos debido a anclas.

² Swell: oleaje que se forma debido a perturbaciones atmosféricas, como el viento o las tormentas, normalmente muy lejos de la costa, el plena alta mar [8].

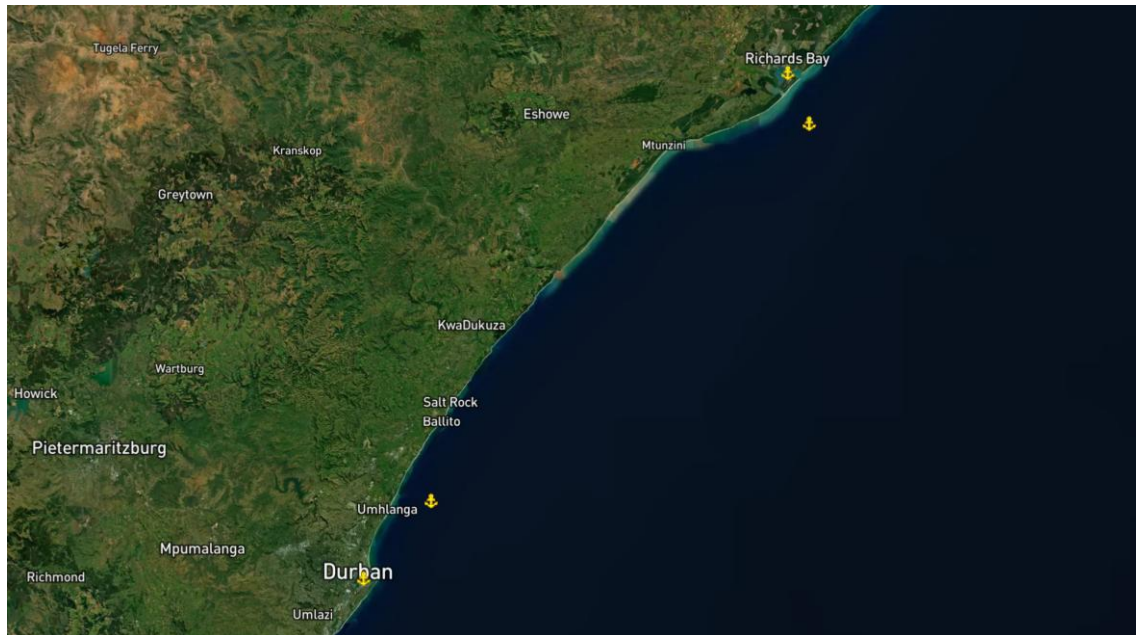


Ilustración 12. Puertos próximos; cortesía de MarineTraffic

Los puertos de la zona son:

- Puerto de Durban (Durban Port) y su fondeadero (Durban Port Anchorage)
- Puerto de Richards Bay (Richards Bay Port) y su fondeadero (Richards Bay Port Anchorage)

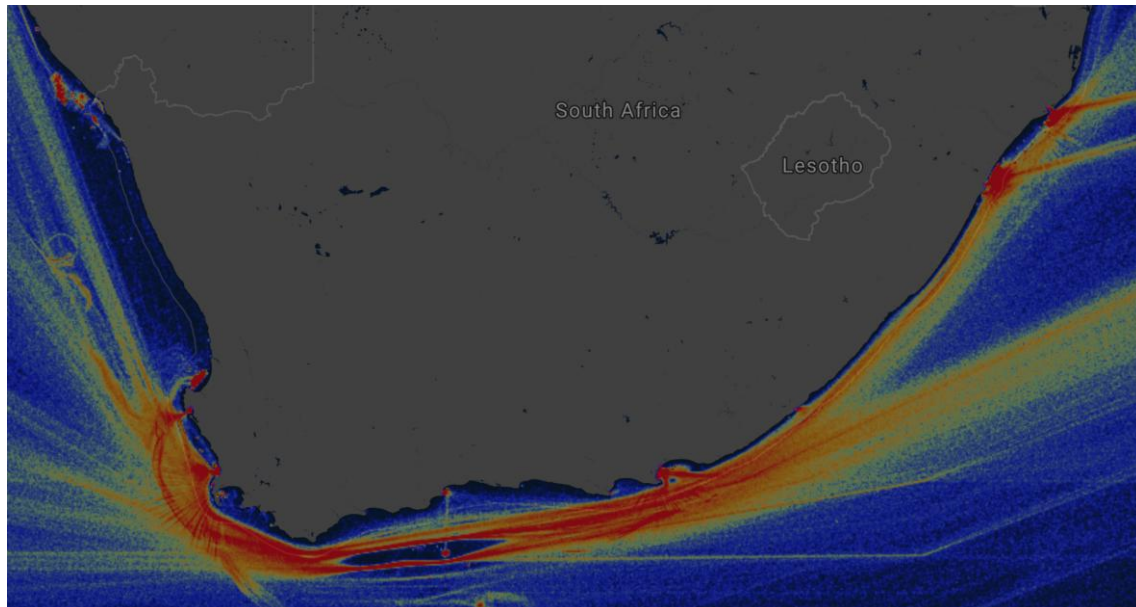


Ilustración 13. Mapa de densidad de navíos (Sudáfrica); cortesía de VesselFinder

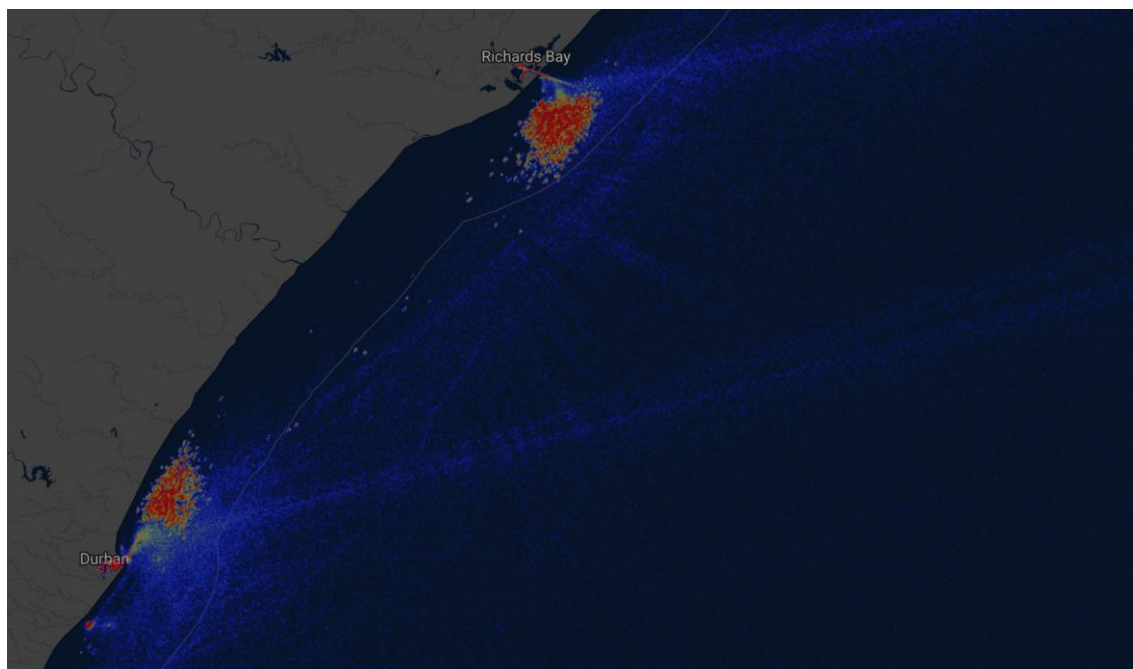


Ilustración 14. Mapa de densidad de navíos (Emplazamiento); cortesía de VesselFinder

Las zonas marcadas en rojo se corresponden justamente con los fondeaderos de los puertos de Durban y Richards Bay.

1.3.2.4 Estudio preliminar de impacto medioambiental

Para el emplazamiento del parque, el factor decisivo que se ha considerado son los estuarios. La provincia de Kwa Zulu-Natal tiene 76 estuarios en su costa [9], que son hogar para multitud de especies.

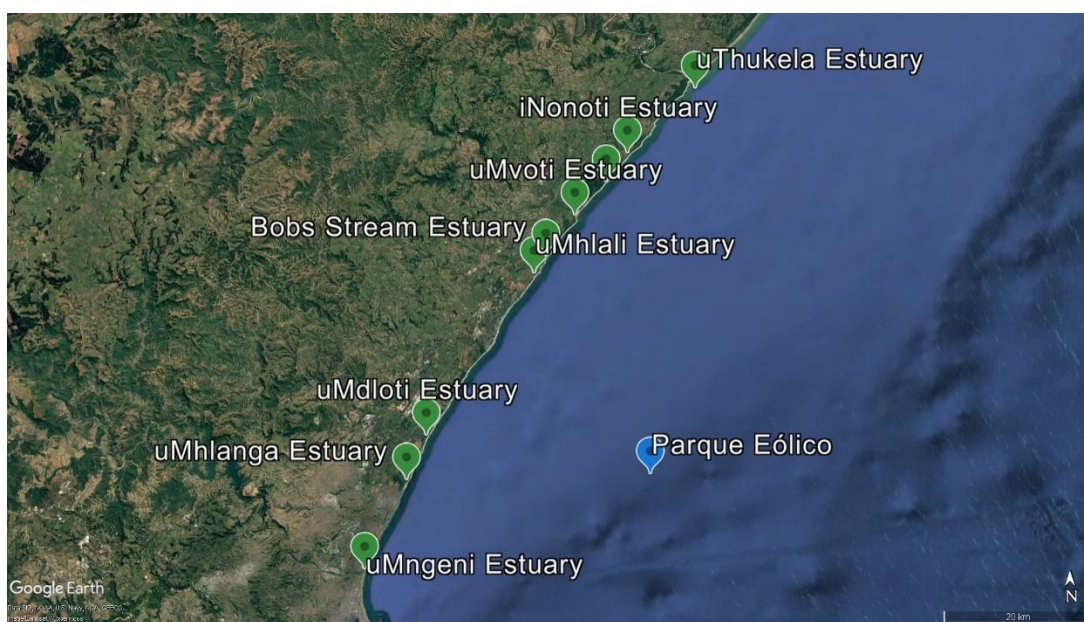


Ilustración 15. Mapa de estuarios próximos al emplazamiento; cortesía de Google Earth

Se deberá evitar efectuar daños sobre estos estuarios, principalmente con la construcción de la obra civil y el despliegue de líneas eléctricas.

Más allá de los estuarios, la selección del emplazamiento ha atendido a la presencia de Áreas Marinas Protegidas (MPA), como se ha mencionado anteriormente, verificándose que la ubicación elegida queda fuera de cualquier zona de conservación, así como a una distancia prudencial de sus límites.

Asimismo, la costa de KwaZulu-Natal constituye un corredor migratorio relevante, siendo ruta tanto de la migración anual de la ballena jorobada como del fenómeno conocido como SARDINE-RUN [10]. En la elección del sitio se ha buscado minimizar la interferencia con estos corredores, si bien la caracterización detallada de su afectación se desarrolla en el capítulo de IMPACTO AMBIENTAL.

Finalmente, cabe señalar que la ubicación seleccionada es coherente con el marco de planificación del espacio marítimo establecido por el *Marine Spatial Planning Act* (2018). En cualquier caso, la instalación efectiva del parque requerirá la realización de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) formal conforme a la *National Environmental Management Act* (1998), que profundice en todos los aspectos aquí esbozados.

1.3.2.5 Estudio de posibilidad de conexión a red eléctrica

Las subestaciones cercanas de la red de transporte son ISUNDU, HECTOR y ARIADNE. Sus características son:

Subestación	Cap. Disponible (MW)	Ubicación	Distancia (km)
ISUNDU	-	Lynnfield Park, Ashburton, 3213, South Africa	93,39
HECTOR	2480	Elangeni, Mpumalanga, 3699, South Africa	75,52
ARIADNE	1072	Thornville, 3760, South Africa	101,25

Tabla 5. Subestaciones cercanas de la red de transporte

Subestación	Cap. Disponible (MW)	Alta (kV)	Baja (kV)
ISUNDU	-	400	-
HECTOR	2480	400	275
ARIADNE	1072	400	132

Tabla 6. Capacidad disponible de las subestaciones cercanas al parque; cortesía de ESKOM [11]*Ilustración 16, Subestaciones cercanas al emplazamiento; cortesía de Google Earth*

La subestación de ISUNDU se encuentra bajo construcción y el proyecto lleva retrasándose varios años. No existe aún una fecha firme para su funcionamiento.

Entre las dos opciones disponibles, **se conectará el parque a la subestación de HECTOR**, en la que, además, en DOCUMENTO 2: PLANOS, se puede visualmente verificar que hay posibilidad física de conexión en el lado de 275KV (última imagen satelital del 20 de mayo, 2026).



Ilustración 17. Vista de pájaro de la subestación Hector, cortesía de Google Earth

Véase más información en el DOCUMENTO 2: PLANOS.

1.4 Aerogeneradores

Seguidamente, se detallan las especificaciones del modelo seleccionado, así como del ecosistema infraestructural que lo envuelve.

1.4.1 Modelo

1.4.1.1 Elección del modelo

El modelo seleccionado es el aerogenerador **Vestas V236-15.0 MW™**, que se trata del aerogenerador comercial más grande del mercado.

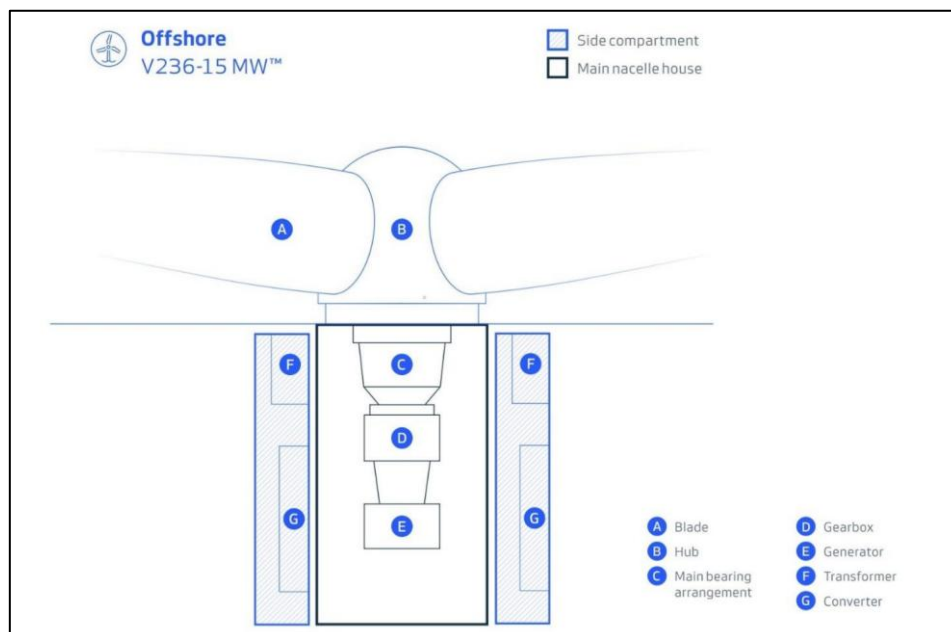


Ilustración 18. cabeza del aerogenerador; cortesía de Vestas

El aerogenerador Vestas V236-15 es un aerogenerador de 3 palas, cada una de 115,5 metros de longitud, con una potencia nominal de 15 MW (como se indica en el nombre) [12].

Este aerogenerador se encuentra presente actualmente en los siguientes parques europeos [13]:

- Alemania: *EnBW He Dreiht*
- Polonia: *Baltic Power*
- Reino Unido: *Inch Cape*

Y en los centros de testeo y de pruebas:

- Dinamarca: *Osterild*
- Dinamarca: *Thyboron Havn*

1.4.1.2 Curva de potencia

La curva de potencia del aerogenerador es un recurso muy valioso para la estimación de producción de energía eléctrica, que la relaciona en función de la velocidad del rotor. No obstante, como la velocidad del rotor tiene una relación casi directa con la velocidad de incisión del viento en el buje, se intercambian estas variables.

Puesto que no se tiene acceso a la curva de potencia del fabricante, a continuación, se muestran estimaciones de esta.

Además, se hacen tres casos distintos de velocidades nominales realistas.

Caso	Favorable	Normal	Desfavorable
Pn	15	15	15
Vel cut in	3	3	3
Vel nominal	10,5	11,5	13
Vel cut out	31	31	31

Tábla 7. Datos para estimación de la curva de potencia con atmósfera ISA

Al CUT OUT también se le conoce como FURLING.

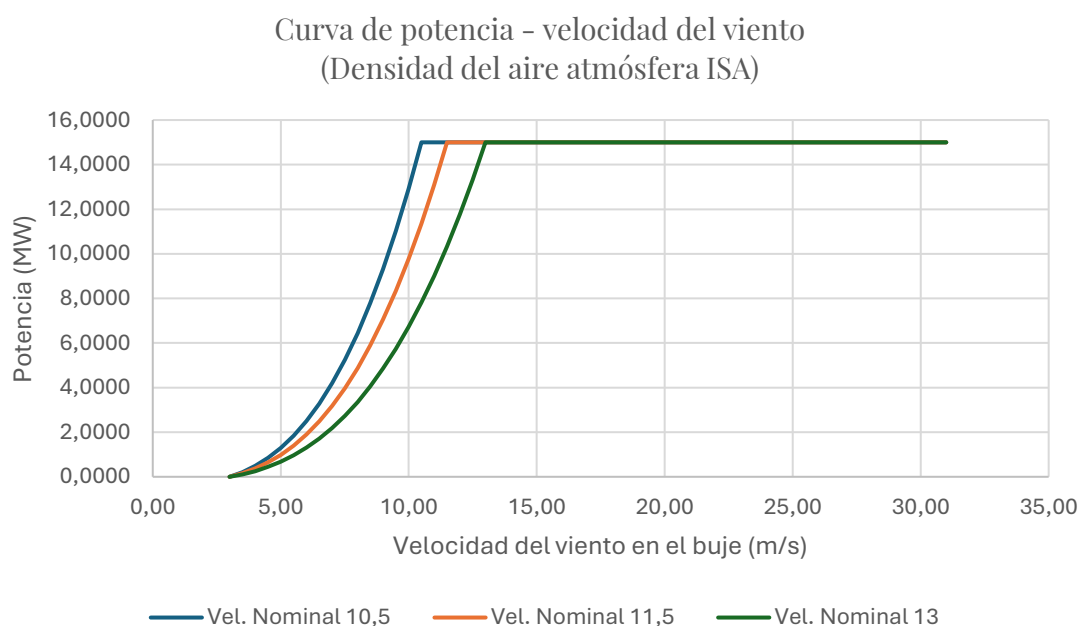


Ilustración 19. Estimación de curva de potencia del fabricante

La curva de potencia se expresa en función de la velocidad del viento a la altura del buje, bajo condiciones estándar de densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$), conforme a la práctica habitual de fabricantes.

Para corregir la curva a la densidad del aire del emplazamiento ($1,1892 \text{ kg/m}^3$ a 2 metros sobre el nivel del mar), se ha empleado la siguiente conversión:

$$velocidad\ nueva = velocidad\ referencia \cdot \left(\frac{densidad\ referencia}{densidad\ nueva} \right)^{\frac{1}{3}}$$

Caso	Desfavorable	Normal	Favorable
Pn	15	15	15
Vel cut in	3,03	3,03	3,03
Vel nominal	10,60	11,61	13,13
Vel cut out	31,31	31,31	31,31

Tábla 8. Datos de la estimación de la curva de potencia corregida al emplazamiento

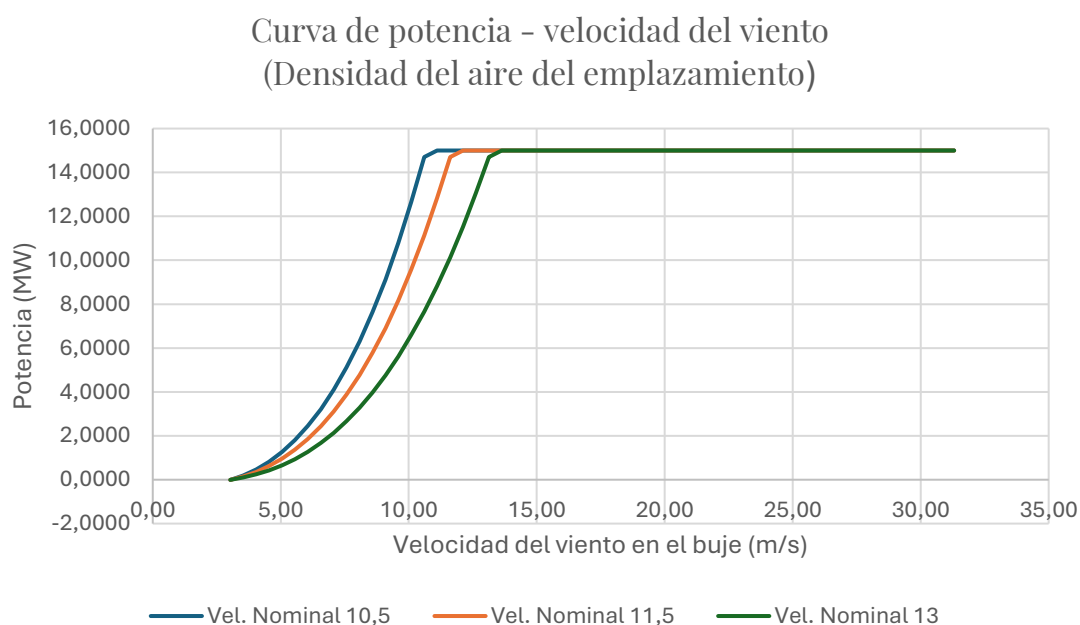


Ilustración 20. Estimación de la curva de potencia en el emplazamiento

1.4.1.3 Tábla de características

A continuación, se presentan las características generales del aerogenerador [13].

Power regulation	Pitch + variable speed	-
------------------	------------------------	---

Rated power	15	MW
Alternative mode	13,6	MW
Cut-in wind speed	3	m/s
Cut-out wind speed	31	m/s
Wind class	IEC S / IEC I / IEC T	-
Extreme wind (IEC I)	50	m/s
Extreme wind (IEC T)	57	m/s
Operating temperature	-15 a +45	°C

Tabla 9. Características generales del aerogenerador

Rotor diameter	236	m
Swept area	43.742	m ²
Number of blades	3	-
Blade length	115,5	m
Aerodynamic brake	Full feathering	-

Tabla 10. Características generales del rotor

Frequency	50 / 60	Hz
Converter	Full-scale	-
Generator type	Permanent magnet synchronous	-

Tabla 11. Frecuencia del aerogenerador

Gearbox type	Medium-speed	-
Drivetrain	Geared drivetrain	-

Tabla 12. Tren de potencia del aerogenerador

Hub height above sea level	150	m
Tower	135	m
Monopile above ground	65	m
Total height	260 - 280	m
Tower type	Tubular steel	-

Tabla 13. Monopilote y torre del aerogenerador

Max sound power	115,3	dB(A)
-----------------	-------	-------

Tabla 14. Máximo nivel de ruido del aerogenerador

Annual energy production	Aprox.80	GWh/año
Capacity factor	50%	-

Tabla 15. Factor de capacidad del aerogenerador

Design lifetime	25-30	años
Offshore foundation	Monopile / Jacket / Floating	-
Control system	Vestas Control System 8000	-

Tabla 16. Ciclo de vida del aerogenerador

1.4.2 Funcionamiento

1.4.2.1 Mecánica de fluidos

Expresión de la potencia del viento:

$$P = \frac{1}{2} \rho \dot{A} v^3$$

No obstante, esta expresión sólo es correcta para turbinas ideales. Por ello, se suelen comparar las turbinas mediante un factor de corrección:

$$P_m = C_p \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \dot{A} \cdot v^3 \right) = C_p \cdot P_m$$

Como se aprecia en la fórmula, la potencia del viento depende de la velocidad del mismo, de la densidad del aire, del área barrida por las palas y de un coeficiente.

1.4.2.2 Valor esperado de producción por aerogenerador

En el análisis del recurso eólico del emplazamiento se ha obtenido la distribución de Weibull de la velocidad del viento. A partir de esta, y empleando una curva de potencia del aerogenerador, es posible estimar la producción energética esperada.

Dado que no se dispone de una curva de potencia oficial publicada para el modelo considerado, se ha adoptado una **curva de potencia simplificada por tramos**, construida a partir de los parámetros característicos conocidos del aerogenerador (velocidad de conexión, velocidad nominal, velocidad de corte y potencia nominal). Esta aproximación reproduce el comportamiento global esperado de la máquina y permite realizar una estimación preliminar de su producción. Véase desarrollo en CÁLCULOS.

La potencia media esperada se obtiene como el valor esperado de la potencia respecto a la distribución de probabilidad del viento.

En la investigación del recurso eólico, se obtuvo la distribución de Weibull para el viento. Conociendo la curva de potencia del aerogenerador y usando la siguiente fórmula, se puede hacer una estimación de la producción energética.

$$\text{Valor esperado de producción} = \int \text{Curva de potencia del aero } (v) \cdot f(v) \cdot dv$$

$$\text{donde } \begin{cases} v \equiv \text{viento} \\ f(v) \equiv \text{distribución de Weibull} \end{cases}$$

Los valores esperados de producción por aerogenerador, según cada caso de velocidad nominal, quedan:

Velocidad nominal estimada (m/s)	10,50	11,50	13,00
Valor esperado de producción (MW)	7,47	6,61	5,43
Valor esperado de producción anual (GWh)	65,44	57,87	47,55
Valor esperado de producción anual corr. (GWh)	62,17	54,98	45,18
Potencia / Potencia nominal	0,47	0,42	0,34
Horas equivalentes	4144,58	3665,34	3011,73

Tábla 17. Valores esperados de producción por aerogenerador en función de Vel. Nominal

En este caso, el valor esperado es equivalente al promedio aritmético.

Se le aplica un factor de corrección del 95% al promedio anual de energía producida (valor esperado de producción anual) para así contabilizar períodos donde el aerogenerador no esté operativo, sea por avería o mantenimiento.

Hasta que no se cuente con la velocidad nominal exacta no se podrá determinar la producción real de energía. No obstante, se puede decir con gran seguridad que el valor se encontrara acotado entre los valores propuestos.

Luego, obsérvese los valores de horas equivalentes, parámetro empleado en la industria y que denota magnificas condiciones de aprovechamiento del recurso [14].

1.5 Parque

1.5.1 Dimensionamiento

Para atender las necesidades de la región de Kwa Zulu-Natal y acotados por la capacidad disponible de conexión, tanto en Generación en Distribución como en Generación en Transporte, se ha optado por un dimensionamiento conservador de **30 aerogeneradores**, que dotan al parque de una potencia nominal de 450MW para todo el conjunto.

Mediante herramientas de modelado y optimización (explicadas en CÁLCULOS) se ha obtenido la siguiente distribución de los aerogeneradores:

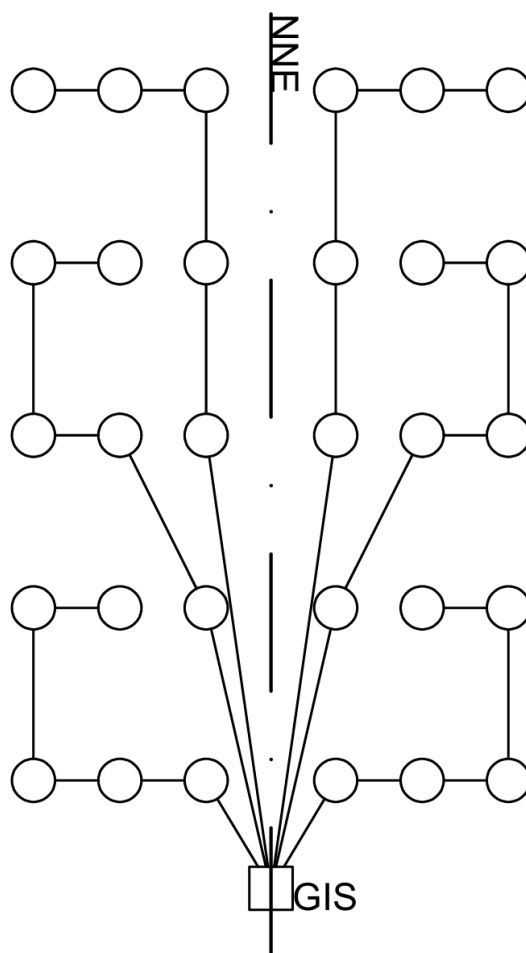


Ilustración 21. Esquema de la distribución óptima de los aerogeneradores; elaboración propia

La orientación del parque marino **tiene la dirección NNE**, guardando una separación entre aerogenerador de 1,6 km en esa dirección y con los cables inter-array más largos midiendo 9029 m.

La disposición de los aerogeneradores con sus consecuentes pérdidas de energía “aguas abajo” ya han sido repercutidas en los cálculos de valor esperado de producción.

1.5.2 Infraestructura eléctrica

Para la representación de la infraestructura eléctrica se ha optado por la nomenclatura **IEC 60617** y **DIN 40700-40719**.

1.5.2.1 Cableado

Principalmente hay dos cables cuyas características y elección de modelo comercial se han detallado en CÁLCULOS. Estos cables son:

- Inter-Array: cables submarinos recogen todos los aerogeneradores y conectan con la subestación marina. Se ha optado por emplear **6 líneas Inter-Array**, recogiendo cada una a 5 aerogeneradores.
- Exportador: cable submarino que lleva la energía desde la subestación marina a la subestación terrestre. **1 línea exportadora**.

Para la primera labor Inter-Array, se escogen 6 cables tripolares (es decir, cables que llevan las tres fases en su interior) con voltaje nominal 66 kV y sección 630 mm² del fabricante ABB (véase ANEJO X: CATALOGO CABLES ABB):

Cross-section of conductor	630
Diameter of conductor	29,8
Insulation thickness	9
Diameter over insulation	50,6
Lead sheath thickness	2
Outer diameter of cable	157
Cable weight (Aluminium)	40,1
Cable weight (Copper)	52
Capacitance	0,32
Charging current per phase at 50 Hz	3,7
Inductance	0,33

Tabla 18. Tabla de características de cable tripolar ABB 66kV y 630mm²; cortesía de ABB

Para la segunda labor, el cable escogido ha sido otro también de 630mm², tensión nominal 275kV. No obstante, esta vez se optan por 3 cables distintos para cada fase:

Cross-section of conductor	630
Diameter of conductor	29,8
Insulation thickness	24
Diameter over insulation	81,2

Lead sheath thickness	3
Outer diameter of cable	114,8
Cable weight (Aluminium)	20,6
Cable weight (Copper)	31,8
Capacitance	0,16
Charging current per phase at 50 Hz	7,7
Inductance	1,4

Tabla 19. Tabla de características de cable monopolar ABB 275kV y 630mm²; cortesía de ABB

Para consultar todas las características, véase ANEJO X: CATALOGO CABLES ABB.

Otro factor importante es el cableado auxiliar, que se puede desplegar principalmente de 5 maneras distintas:

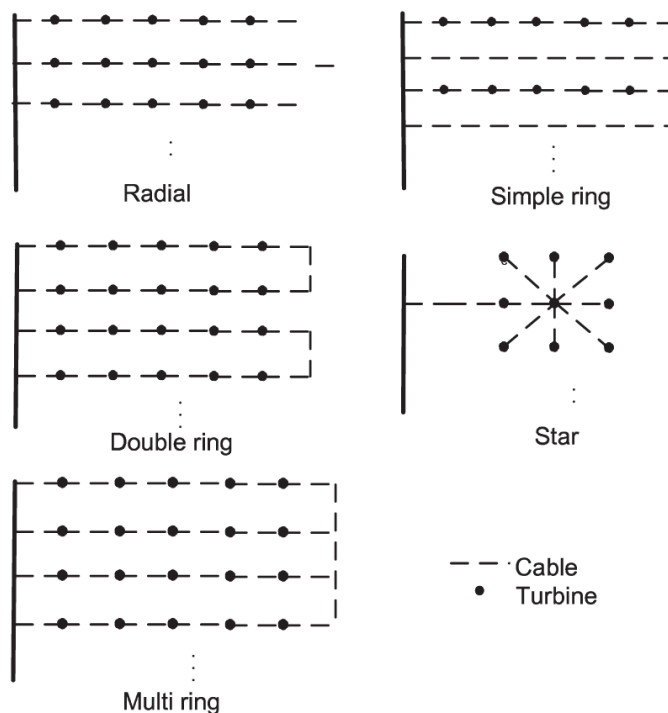


Ilustración 22. "Collector configurations". Cortesía de S. Lumbreras and A. Ramos "Offshore wind farm electrical design" [15]

Para dar redundancia se opta por **duplicar el cableado exportador**.

1.5.2.2 Subestación marina

La necesidad de la subestación marina se fundamenta en la conveniencia de elevar la tensión de evacuación del parque desde los 66 kV del nivel Inter-Array hasta los 275 kV de la red de transporte.

Concentrar toda la generación de los 30 aerogeneradores y transformarla en alta tensión en un único punto en el mar permite reducir drásticamente la intensidad transportada por el cable de exportación y, con ello, las pérdidas a lo largo de los 27,5 km de traza submarina, que serían inasumibles si la evacuación se realizara directamente a 66 kV.

Para estos propósitos se opta por una subestación encapsulada en gas (GIS, *Gas Insulated Switchgear*), tecnología idónea para entornos marinos por su compacidad, su estanqueidad frente a la salinidad y la humedad, y su reducido mantenimiento. La configuración eléctrica adoptada es de doble barra, que aporta la flexibilidad de explotación y la redundancia necesarias para garantizar la continuidad del suministro ante labores de mantenimiento o ante el fallo de una de las barras.

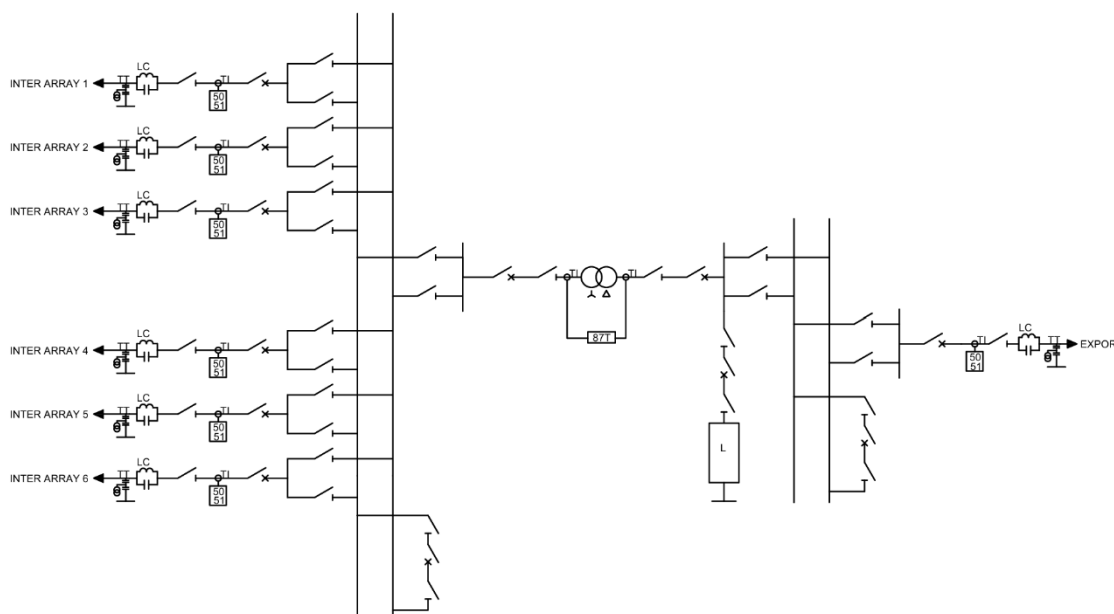


Ilustración 23. Diagrama unifilar básico subestación marina del parque

Véase DOCUMENTO 2: PLANOS para acceder al plano completo.

De cara al control de tensión en bornes del generador, y como se puede ver en CÁLCULOS, **se implementa una inductancia en la subestación de valor $L = 3,04$ H instalada en el nudo de alta**, que permite reconducir la tensión del nudo del generador dentro de los márgenes admisibles.

En su lugar, también se podría considerar un STATCOM o Compensador Síncrono.

1.5.2.2.1 Aparamenta

La subestación consta de la siguiente Aparamenta específica:

- **Embarrados:** nudos de conexión de las distintas posiciones de la subestación. Al haberse adoptado una configuración de doble barra, existen dos juegos de embarrados (bahías) que permiten repartir las posiciones entre ambas barras.
- **Seccionadores** (también seccionadores de barras): elementos de maniobra sin capacidad de corte en carga, cuya función es establecer un aislamiento visible y seguro de un tramo del circuito una vez abierto el interruptor.
- **Interruptores:** capaces de interrumpir tanto las corrientes nominales de servicio como las elevadas corrientes de cortocircuito. Saltan automáticamente.

En cuanto a las **protecciones**, estas se dividen en (1) equipos para la detección de anomalías y (2) equipos para subsanar estas anomalías, que consistirán en los cortes necesarios.

Se ha incluido un **equipo normalizado 87T (protección diferencial de transformador, según la nomenclatura ANSI/IEEE)** para vigilar de forma específica el transformador de potencia de la subestación.

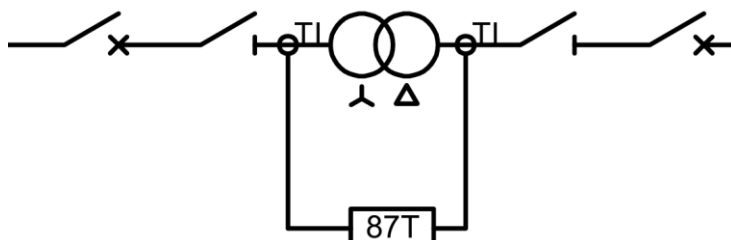


Ilustración 24. Equipo de protección 87T de subestación marina; elaboración propia

Esta protección compara las intensidades que entran y salen del transformador, referidas a sus respectivos lados de tensión (uso de trafos TI), y opera cuando detecta una diferencia entre ambas que solo puede explicarse por una falta interna del propio trafo.

Al ser una protección de zona delimitada, actúa de forma instantánea y selectiva sin necesidad de coordinación temporal con otras protecciones, lo que minimiza el tiempo de despeje de la falta y protege uno de los activos más costosos y críticos de toda la subestación marina.

También se cuenta con los **equipos 50/51 (protección de sobreintensidad instantánea y temporizada, respectivamente, ANSI/IEEE)**, que protegen a las líneas de sobreintensidades (por eso usan trafos TI también).

La función 50 actúa de forma instantánea ante faltas de elevada intensidad próximas al punto de medida, mientras que la función 51 introduce una temporización dependiente de la intensidad (curva de tiempo inverso) que permite coordinar la actuación con las protecciones aguas abajo, asegurando más precisión.

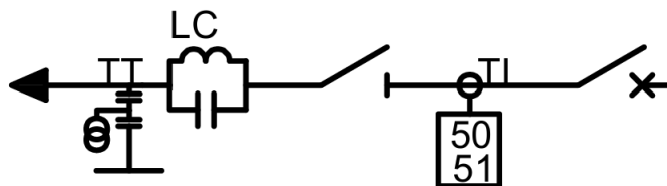


Ilustración 25. Equipos de protección 50/51 de la subestación marina; elaboración propia

Para facilitar las comunicaciones empleando las propias líneas de potencia como medio de transmisión, se ha incluido un **filtro LC**, también apreciable en la ilustración anterior. Este filtro cumple una doble función:

- por un lado, permite acoplar e inyectar la señal de alta frecuencia sobre el conductor de potencia y, por otro,
- confina dicha señal en el tramo de línea deseado, impidiendo que se disperse hacia el resto de la red y aislándola de la frecuencia industrial de 50 Hz.

Esta solución aprovecha la infraestructura de transporte ya existente para transmitir señales de telemando y medida entre las subestaciones, evitando el despliegue de más cableado.

Asimismo, la subestación **incorpora pararrayos** instalados en los puntos críticos de la instalación, fundamentalmente en las entradas de línea y en bornes del transformador de potencia.

Su función es proteger el aislamiento de los equipos frente a las sobretensiones transitorias de origen atmosférico (descargas de rayo) y de maniobra (apertura y cierre de interruptores), que pueden alcanzar valores muy superiores a la tensión nominal y comprometer los aislamientos.

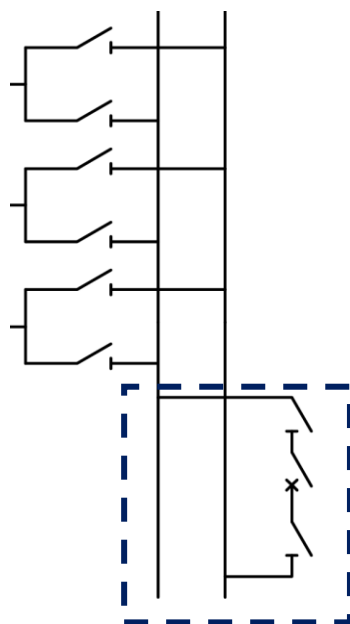


Ilustración 26. Aparamenta de maniobras de GIS offshore

Por otro lado, las partes señaladas en la ilustración anterior de la subestación permite hacer maniobras con los embarrados.

Véase planos completos en DOCUMENTO 2: PLANOS.

1.5.2.3 Subestación terrestre

La subestación terrestre tiene como objetivo transicionar entre los cables exportadores y las líneas aéreas que conectan con la subestación HECTOR a 275KV. Para este cometido, no es necesario elevar la tensión, por lo que se opta por una configuración básica de dos embarrados.

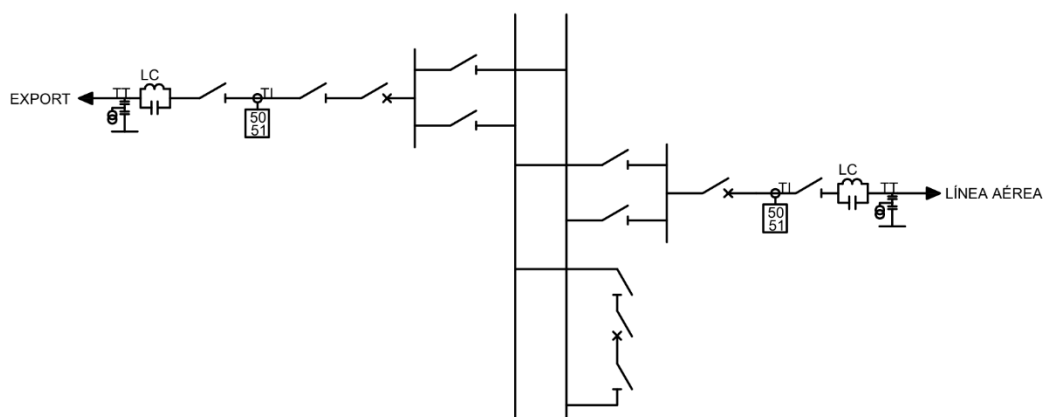


Ilustración 27. Subestación terrestre en Ballito

Los mismos equipos de protección empleado en la subestación marina han sido empleados para la subestación terrestre en Ballito.

Para ver el plano completo, consulte DOCUMENTO 2: PLANOS.

1.5.3 Obra civil

A continuación, se dimensionan la obra civil necesaria para el proyecto de ejecución.

1.5.3.1 Monopilotes y torres

IBERDROLA define el monopilote como un pilote de acero de gran diámetro y longitud que se hince en el fondo marino para servir de cimentación fija del aerogenerador. También distingue las cimentaciones fijas con monopilote, gravedad y JACKETS, e indica que las cimentaciones fijas se emplean actualmente en emplazamientos de hasta aproximadamente 60 m de profundidad [16].

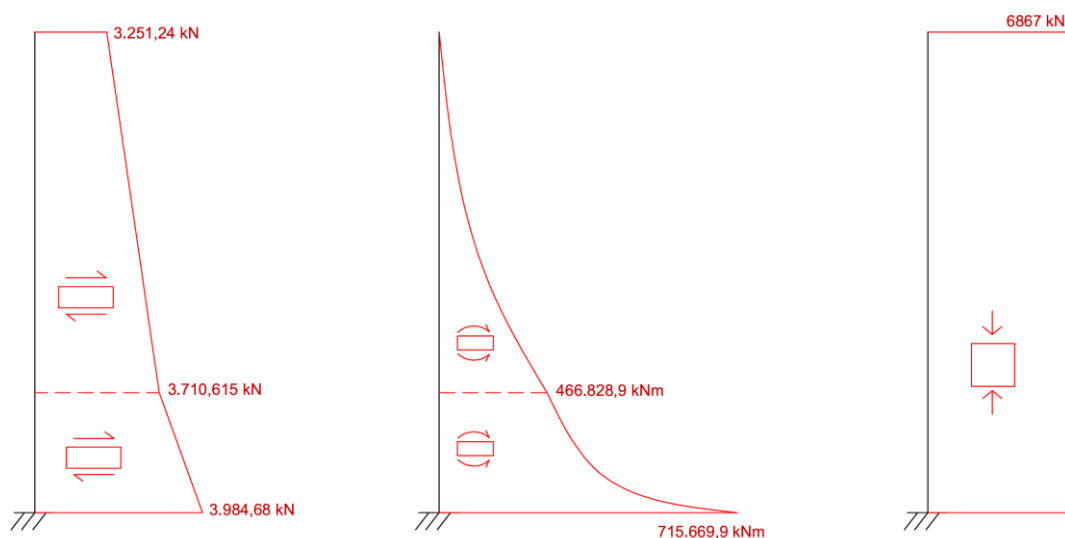


Ilustración 28. Diagramas de cortantes, flectores y normales del conjunto; elaboración propia

Véase el capítulo de CÁLCULOS para ver el razonamiento.

La estructura que sujeta el aerogenerador es la torre, que se opta con las siguientes propiedades:

Tipo	Tronco cónico
Material	Acero S235
Cota de arranque (tope de TP)	15
Cota de buje sobre el nivel del mar	150
Longitud de torre	135 m

<i>Diámetro en base</i>	3,2 m
<i>Diámetro en coronación (yaw bearing)</i>	5,25 m
<i>Espesor de pared en base</i>	80 mm
<i>Espesor de pared en coronación</i>	35 mm
<i>Espesor medio equivalente</i>	50 mm

Tabla 20. Características de la torre

Además, se producirá un monopilote y torres adicionales con modificaciones en la para sostener la subestación marina, que al ser GIS es de un tamaño reducido. Fases de construcción del parque

1.5.4 Fases de la construcción

La ejecución de un parque eólico marino se articula en una secuencia ordenada de fases que abarcan desde los trabajos previos en tierra hasta la puesta en marcha de los aerogeneradores.

A continuación, se describen las actividades previas a la construcción y, posteriormente, cada una de las fases de obra aplicadas al proyecto de Ballito.

1.5.4.1 Antes de la construcción

Antes del inicio de la construcción es necesario completar una extensa fase de desarrollo que, en proyectos de esta envergadura, puede **prolongarse alrededor de cinco años**.

Durante este periodo se obtienen los permisos y autorizaciones administrativas (incluida la EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL y la licencia de generación ante NERSA), se firma el acuerdo de conexión a red con Eskom y, en su caso, el contrato de compraventa de energía (PPA).

Paralelamente se realizan las campañas de investigación in situ de recurso eólico, estudios geofísicos y geotécnicos del lecho marino, batimetría y estudios ambientales estacionales, que afinan las hipótesis de diseño.

1.5.4.2 Construcción

La construcción de un parque eólico marino constituye, junto con la fabricación de los aerogeneradores, una de las partidas de mayor peso económico y de mayor complejidad logística de todo el proyecto.

Para un parque de potencia comparable al que se proyecta en Ballito (450 MW, formado por 30 aerogeneradores Vestas V236-15.0 MW), el conjunto de actividades de instalación y puesta en marcha representa del orden de mil millones de euros, importe que engloba la instalación de la obra civil marina

(BALANCE OF PLANT), la de los propios aerogeneradores y toda la logística marítima asociada, además del seguro del que requiera el promotor, la dirección de obra y los imprevistos.

El periodo de construcción para un parque de este tamaño se extiende habitualmente entre dos y tres años contados desde el inicio de los trabajos en tierra. Un condicionante determinante a lo largo de toda la obra es la meteorología marina: en operaciones marinas es frecuente perder en torno a un tercio del tiempo a la espera de ventanas meteorológicas adecuadas.

La altura de ola es la métrica más utilizada para acotar la viabilidad de cada operación, detallada en el capítulo de EMPLAZAMIENTO. Los emplazamientos más profundos y alejados de la costa, como es el caso de este parque a más de 25km de Ballito en la costa, suelen asociarse a condiciones más adversas y, por tanto, a una mayor indisponibilidad por meteorología, factor especialmente relevante en la costa de KwaZulu-Natal, expuesta al **oleaje del océano Índico, el cual se considerado como el mayor condicionante.**

La práctica habitual de la industria consiste en ejecutar las distintas partidas siguiendo una secuencia lógica, solapando actividades siempre que es posible para optimizar el uso de los buques de instalación, que constituyen el recurso más caro y limitante. El orden tipo es el siguiente:

1. Subestación terrestre y cable de exportación terrestre.
2. Cimentaciones de los aerogeneradores y de la subestación marina.
3. Subestación marina (transformación 66/275 kV).
4. Cableado interno o de array (66 kV).
5. Cable de exportación submarino (275 kV).
6. Aerogeneradores.

Los contratos suelen adjudicarse de forma separada para el tendido de cables (de exportación y de Inter-Array, y la parte terrestre), la instalación de subestaciones, la instalación de cimentaciones y la instalación de aerogeneradores.

A continuación, se describen las fases principales aplicadas al presente proyecto.

1.5.4.2.1 Trabajos en tierra: subestación terrestre y cable de exportación

La construcción de la subestación terrestre comienza con los movimientos de tierra y la habilitación de los accesos, que se hacen de forma temprana para facilitar el tránsito de toda la actividad que viene.

En esta etapa también se tienden líneas aéreas. Sobre la base civil se monta el equipamiento eléctrico de alta tensión y se realizan los ensayos necesarios.

El cableado terrestre se ejecuta enterrado para minimizar el impacto visual. La instalación puede realizarse mediante una zanja abierta.

1.5.4.2.2 Instalación de las cimentaciones

La instalación de las cimentaciones consiste en transportar y fijar la estructura sobre el lecho marino.

El procedimiento depende de la tecnología empleada; en el presente proyecto se contemplan las dos soluciones dimensionadas en el APARTADO 1.5.3: MONOPILOTES Y JACKETS.

La cimentación de la subestación marina se instala de manera análoga a la de los aerogeneradores, reutilizando el monopilote fabricado para los mismos de cara a servirse de economías de escala.

Los monopilotes pueden instalarse desde un buque autoelevable conocido como JACK-UP o desde un buque flotante con, en este caso, gran capacidad de izado.

El pilote se mueve a su posición mediante la grúa principal y una herramienta de abatimiento (UPENDING TOOL), y se mantiene sujeto con una herramienta de agarre (GRIPPER) que queda vertical. A continuación, se hinca en el lecho mediante un sistema de martillo y yunque, y finalmente se monta y se inyecta (GROUTING) la pieza de transición, que habitualmente transporta e instala el mismo buque.

Las cimentaciones tipo JACKET pueden instalarse igualmente con buques flotantes o autoelevables. El procedimiento más habitual es

- se hincan primero los pilotes-pin y, a continuación,
- se desciende el jacket sobre ellos y
- se inyecta.

Por otro lado, el hincado de pilotes genera un impacto acústico significativo sobre los mamíferos marinos, lo que obliga a aplicar medidas de mitigación que se desarrollan en el capítulo de impacto ambiental.

1.5.4.2.3 Instalación de la subestación marina

La instalación de la subestación marina comprende el traslado de la estructura desde su lugar de fabricación en muelle y su montaje sobre la cimentación previamente instalada.

Se trata de una operación de gran izado, frecuentemente superior a 2.000 toneladas, que exige buques con suficiente capacidad de grúa. Dado que estos buques no suelen disponer de espacio de cubierta para la plataforma, la subestación se traslada a flote sobre una barcaza de flotadores, habitualmente de forma directa hasta el emplazamiento.

1.5.4.2.4 Instalación del cableado submarino

La instalación del cableado submarino comprende dos partidas:

- el cable de Inter-Array, que conecta los aerogeneradores con la subestación marina a 66 kV, y
- el cable de Exportación, que une la subestación marina con la terrestre a 275 kV a lo largo de los aproximadamente 27,5 km de traza submarina.

1.5.4.2.5 Instalación de los aerogeneradores

La instalación de los aerogeneradores consiste en el transporte de los componentes desde el puerto de construcción y su montaje sobre la cimentación.

La metodología busca reducir al mínimo las operaciones en el mar: la torre se ensambla parcialmente en tierra y se transporta verticalmente junto con la góndola y las palas para el ensamblaje final en alta mar. El montaje se realiza con buques autoelevables, que aportan la plataforma estable necesaria para las operaciones de izado y acoplamiento a gran altura, condicionadas por el buje del V236, situado en torno a los 145 m.

1.5.4.2.6 Puesta en marcha

La puesta en marcha final es el conjunto de comprobaciones y ensayos, tanto mecánicos como eléctricos, sobre el aerogenerador instalado.

Aun después de la primera generación, es habitual mantener listas de pendientes aerogenerador y subestación con las incidencias que deben resolverse antes de la entrega definitiva. Dicha entrega exige además demostrar el rendimiento y la fiabilidad de los activos durante un periodo acordado.

Todas las operaciones anteriores se articulan desde un puerto de construcción, en este caso pueden ser tanto Durban como Richards Bay, que actúa como base de acopio del parque.

Su localización es crítica, ya que determina los tiempos de navegación y la sensibilidad a las ventanas meteorológicas. **Los requisitos habituales para un puerto de estas características son una superficie de al menos 8 hectáreas para acopio y preensamblaje** (mayor si gestiona simultáneamente cimentaciones y aerogeneradores), un muelle de 200 a 300 m de longitud con elevada capacidad portante, acceso a aguas sin restricciones de marea para buques de gran porte y, preferiblemente, ausencia de gálibo aéreo hacia el mar para permitir el transporte vertical de torres [17].

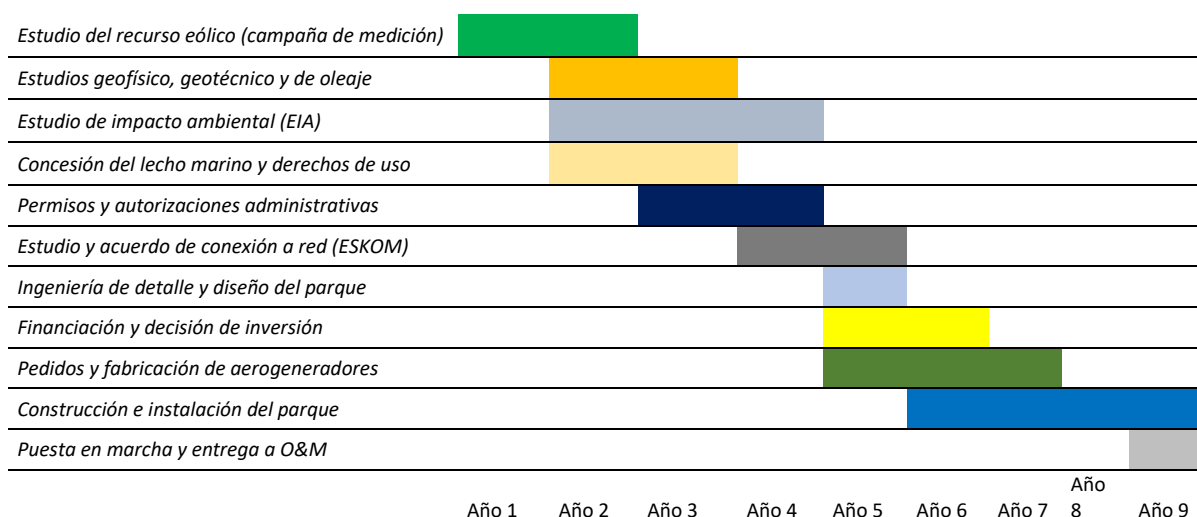


Ilustración 29. Diagrama de Gantt de la ejecución del proyecto

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN BALLITO, SUDÁFRICA

Fdo. BIEL SCAMMELL SÁNCHEZ-BLANCO

2. CÁLCULOS

2.1 Cálculo del recurso eólico

Velocidad del viento

$$velocidad\ del\ viento = \sqrt{u^2 + v^2}$$

$$donde \begin{cases} u \equiv velocidad\ horizontal \\ v \equiv velocidad\ vertical \end{cases}$$

$$velocidad\ media = \frac{1}{N} \sum_N^1 velocidad\ del\ viento_i$$

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{1}{N}\right) \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2}$$

Dirección del viento

$$\theta = 270^\circ - \tan^{-1} \frac{v}{u}$$

(Dirección desde la que sopla el viento)

Densidad del aire

La densidad del aire en el emplazamiento se ha calculado a partir de la presión y la temperatura.

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho \equiv \text{densidad del aire } [kg/m^3] \\ p \equiv \text{presión atmosférica } [Pa] \\ e \equiv \text{presión parcial del vapor de agua } [Pa] \\ T \equiv \text{temperatura absoluta } [K] \\ R_d = \frac{287.05\ J}{kg \cdot K} \\ R_v = \frac{461.5\ J}{kg \cdot K} \end{array} \right.$$

Presión de saturación:

$$e_{s(T)} = 6.112 \exp\left(\frac{17.67 T}{T + 243.5}\right)$$

Presión de vapor real:

$$e(T_d) = 6.112 \exp\left(\frac{17.67 T_{de\ rocío}}{T_{de\ rocío} + 243.5}\right)$$

Humedad relativa:

$$RH = 100 \frac{e(T_{de\ rocío})}{e_{s(T)}}$$

Densidad del aire:

$$\rho = \frac{p - e}{R_d T} + \frac{e}{R_v T}$$

Se ha obtenido una densidad media del aire de 1.1892 kg/m³ a partir de datos ERA5 de temperatura a 2 m, punto de rocío a 2 m y presión en superficie. Este valor, inferior al estándar de 1.225 kg/m³, es coherente con las condiciones cálidas y húmedas del litoral oriental sudafricano.

Velocidad del viento corregida a la densidad del aire

Esto se hace para la transformación de datos de la curva de potencia estimada del fabricante a la curva de potencia en el emplazamiento, con una densidad del aire menor:

Expresión de la potencia del viento:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Se impone ligadura:

$$P_{emplazamiento} = P_{referencia}$$

Entonces:

$$\frac{1}{2} \rho_{ref} A v_{ref}^3 = \frac{1}{2} \rho_{empl} A v_{empl}^3$$

Cancelando:

$$\rho_{ref} v_{ref}^3 = \rho_{site} v_{site}^3$$

Despejando:

$$v_{site} = v_{ref} \left(\frac{\rho_{ref}}{\rho_{site}} \right)^{1/3}$$

2.2 Cálculo del valor esperado de producción

$$\text{Valor esperado de producción} = \int \text{Curva de potencia del aere } (v) \cdot f(v) \cdot dv$$

$$\text{donde } \begin{cases} v \equiv \text{viento} \\ f(v) \equiv \text{distribución de Weibull} \end{cases}$$

Corrección de la densidad del aire:

$$\text{Factor de corrección} = \left(\frac{\rho_{ISA}}{\rho_{site}} \right)^{1/3}$$

$$v_{cut-in} = v_{cut-in,ISA} \cdot \left(\frac{\rho_{ISA}}{\rho_{site}} \right)^{1/3}$$

$$v_{nom} = v_{nom,ISA} \cdot \left(\frac{\rho_{ISA}}{\rho_{site}} \right)^{1/3}$$

$$v_{cut-out} = v_{cut-out,ISA} \cdot \left(\frac{\rho_{ISA}}{\rho_{site}} \right)^{1/3}$$

Curva de potencia del aerogenerador:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{cut-in} \\ P_n \cdot \frac{v^3 - v_{cut-in}^3}{v_{nom}^3 - v_{cut-in}^3} & v_{cut-in} \leq v < v_{nom} \\ P_n & v_{nom} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0 & v > v_{cut-out} \end{cases}$$

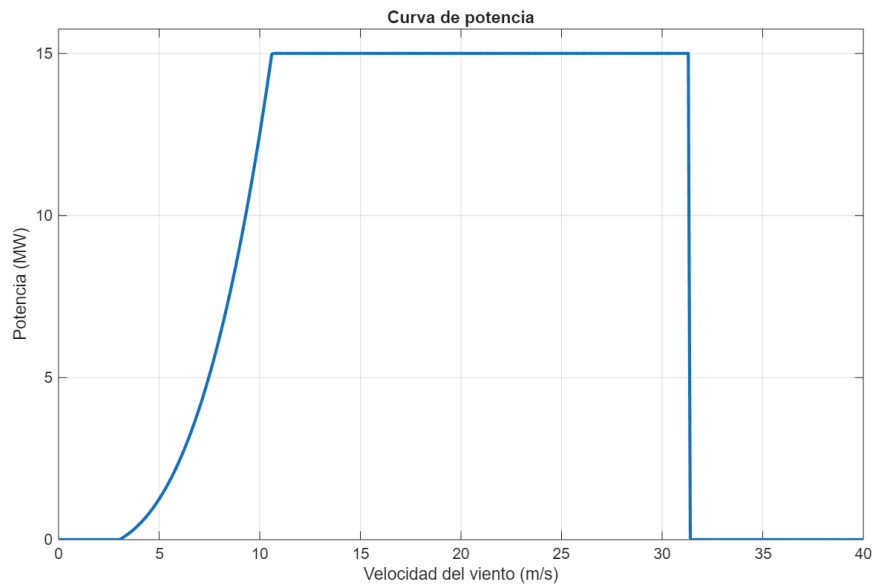


Ilustración 30, Curva de potencia con Vel. Nominal 10,5 m/s con MATLAB

Distribución de Weibull:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

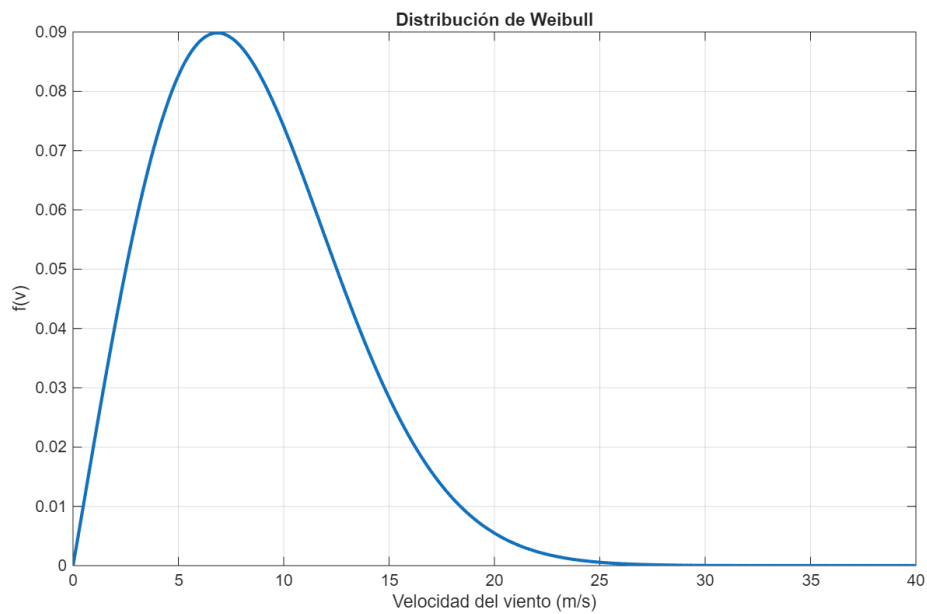


Ilustración 31, Distribución de Weibull con MATLAB

Potencia media esperada:

$$P_{media} = \int_{v_{cut-in}}^{v_{nom}} P(v) f(v) dv + \int_{v_{nom}}^{v_{cut-out}} P(v) f(v) dv$$

Sustituyendo por tramos, tenemos la potencia esperada:

$$P_{media} = \int_{v_{cut-in}}^{v_{nom}} P_n \cdot \frac{v^3 - v_{cut-in}^3}{v_{nom}^3 - v_{cut-in}^3} f(v) dv + \int_{v_{nom}}^{v_{cut-out}} P_n \cdot f(v) dv$$

Energía anual:

$$E_{anual} = P_{media} \cdot 365 \cdot 24$$

Así se obtiene esta tabla:

Velocidad nominal estimada (m/s)	10,5	11,5	13
Valor esperado de producción (MW)	7,470	6,607	5,429
Valor esperado de producción anual (GW)	65,441	57,874	47,554

Tábla 21, Valores esperados de producción por aerogenerador en función de Vel. Nominal

2.3 Cálculo de los monopilotes

Se dimensionan los monopilotes para acero S235.

Fuerza en buje (kN)	3.251,24
Carga distribuida corriente (kN/m)	6,4
Carga distribuida del viento torre (kN/m)	3,0625
Altura aire (m)	135
Tramo intermedio (m)	15
Altura media agua (m)	50
Peso total soportado (kN)	6867
Límite elástico (MPa)	235
Módulo de Young (Pa)	2,10E+11

Tábla 22, Parámetros empleados en el dimensionamiento de los monopilotes

La fuerza en el buje se ha calculado mediante la expresión:

$$F_{viento} = \frac{1}{2} \rho_{aire} A_{rotor} C_T v^2$$

Y las cargas distribuidas constantes en toda la sección son una aproximación empleando la carga más restrictiva en cada punto.

El cortante máximo a la altura de la pieza de transición sucede cuando los sentidos del viento y la corriente son contrarios, mientras que **el cortante máximo y momento flector máximo para el monopilote con el lecho marino suceden cuando todas las cargas van en el mismo sentido**.

Cortante máximo en empotramiento A (suma de todas las fuerzas horizontales):

$$V_A = F_{buj e} + q_{torre} \cdot h_{aire} + q_{corr} \cdot h_{agua}$$

Cortante en B (base de torre, antes del agua):

$$V_B = F_{buj e} + q_{torre} \cdot (h_{aire} + 15)$$

Momento flector en A (todas las cargas por su brazo hasta A):

$$M_A = F_{buj e} \cdot H_{total} + q_{torre} \cdot h_{torre} \cdot d_{torre} + q_{corr} \cdot h_{agua} \cdot \frac{h_{agua}}{2}$$

Dimensionado por tensión (Ley de Navier, sección circular maciza):

$$\sigma = \frac{N}{A} + \frac{M}{I} \cdot R \leq \sigma_{adm}, A = \pi R^2, I = \frac{\pi}{4} R^4$$

$$\sigma = \frac{N}{\pi R^2} + \frac{4M}{\pi R^3} \leq \sigma_{adm}$$

Cortantes:

$$V_B = 3.251,24 + 3,0625 \cdot (135 + 15) = 3.251,24 + 459,375 = 3.710,615 \text{ kN}$$

$$V_A = 3.251,24 + 3,0625 \cdot 135 + 6,4 \cdot 50 = 3.251,24 + 413,4375 + 320 = 3.984,68 \text{ kN}$$

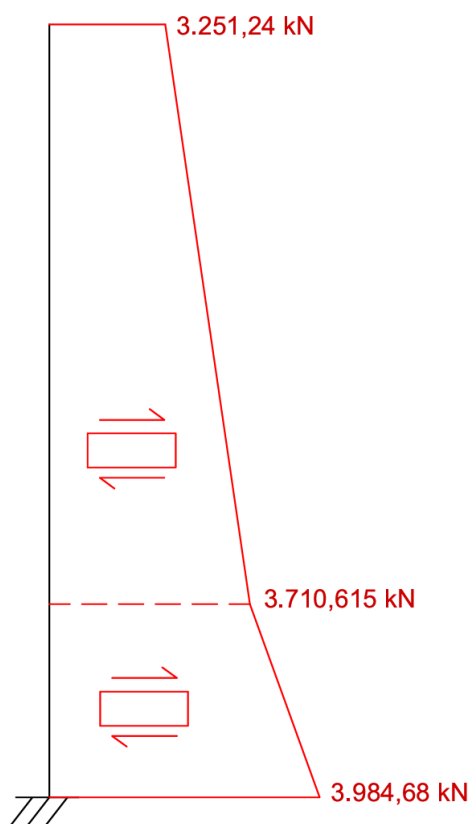


Ilustración 32. Diagrama de cortantes del conjunto monopilote y torre; elaboración propia

Momentos flectores:

En B (base torre):

$$M_B = 3.251,24 \cdot 135 + 3,0625 \cdot 135 \cdot \frac{135}{2} \approx 439$$

$$M_B = 438.917,4 + 27.911,5 = 466.828,9 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

En A (empotramiento, $H_{total} = 200\text{m}$):

$$M_A = 3.251,24 \cdot 200 + 3,0625 \cdot 150 \cdot \left(50 + \frac{150}{2}\right) + 6,4 \cdot 50 \cdot \frac{50}{2}$$

$$M_A = 650.248 + 57.421,9 + 8.000 = 715.669,9 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

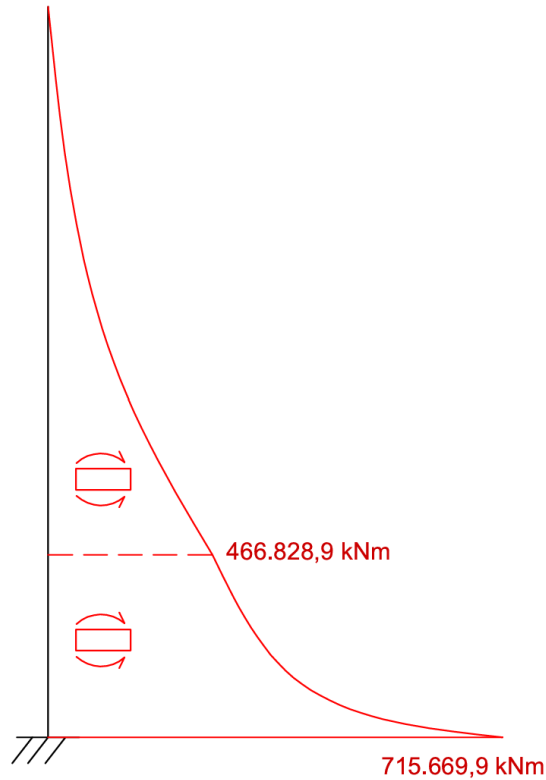


Ilustración 33. Diagrama de flectores del conjunto monopilote y torre; elaboración propia

Radio:

Resolviendo Navier con $\sigma = 235 \text{ MPa}$.

Con $N = 6.867.000 \text{ N}$ y $M = 715.669.875 \text{ N} \cdot \text{m}$, resolviendo

$$\frac{6.867.000}{\pi R^2} + \frac{4 \cdot 715.669.875}{\pi R^3} = 235 \cdot 10^6$$

$$R \approx 1,54 \text{ m} \Rightarrow \text{usar } R = 1,6 \text{ m}$$

Pandeo

Comprobación, Euler, empotrado-libre $L_k = 2L$):

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{(L_k)^2} = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot \frac{\pi}{4} R^4}{(2 \cdot 200)^2}$$

Con $R = 1,6 \text{ m} \rightarrow I = \frac{\pi}{4} (1,6)^4 = 5,147 \text{ m}^4$:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5,147}{160.000} \approx 6,67 \cdot 10^7 \text{ N} = 66.700 \text{ kN}$$

Como $N = 6.867\text{kN}$, el coeficiente de seguridad a pandeo es aproximadamente 9,7, holgado.

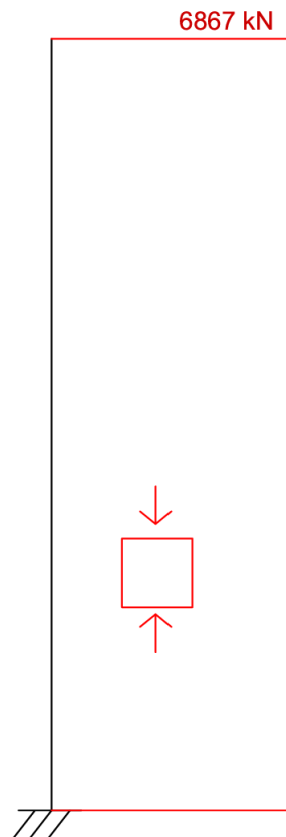


Ilustración 34. Diagrama de normales del conjunto monopilote y torre; elaboración propia

Con este radio no pandea.

2.4 Optimización de la distribución de los aerós

Para la optimización de la distribución de los 30 aerogeneradores se debe considerar:

- Dirección del viento predominante (que hemos obtenido con la ROSA DE LOS VIENTOS), ya que los aerogeneradores aguas debajo de otros aerogeneradores experimentarían un peor rendimiento debido a que parte de la energía del viento ya ha sido aprovechada por el aerogenerador aguas arriba (esto es conocido como EFECTO ESTELA [18]). **Esto invita a maximizar distancias.**
- Distancias, ya que los cables INTER ARRAY son muy costosos y las pérdidas eléctricas también se acentúan con las distancias físicas. **Esto invita a minimizar distancias.**

Antes de plantear la optimización, es necesario cuantificar las pérdidas por EFECTO ESTELA mediante el **MODELO DE JENSEN** [19] (también conocido como MODELO DE PARK). Este modelo asume que la estela aguas abajo de un aerogenerador se expande de forma lineal con la distancia.

El radio de la estela a una distancia d aguas abajo del rotor viene dado por:

$$r_w(d) = \frac{D}{2} + k \cdot d$$

donde D es el diámetro del rotor y k es la constante de expansión de la estela (que depende de la rugosidad e intensidad de turbulencia del emplazamiento).

A partir de este radio, el déficit de velocidad que la turbina situada en la posición p induce sobre la turbina situada en q , separadas una distancia d_{pq} , se expresa como:

$$\delta V_{pq} = (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D/2}{r_w(d_{pq})} \right)^2 = (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D/2}{\frac{D}{2} + k \cdot d_{pq}} \right)^2$$

donde C_T es el coeficiente de empuje del aerogenerador. Este déficit representa la fracción de velocidad del viento que pierde la turbina aguas abajo, y disminuye a medida que aumenta la separación entre ambas posiciones, ya que la estela se diluye conforme se expande.

Con el déficit de velocidad caracterizado mediante el MODELO DE JENSEN, se formula el siguiente **modelo de optimización lineal entera mixta (MILP)**:

SETS

- P , Posiciones candidatas para colocar turbinas: $\{P001, \dots, P054\}$
- $A \subseteq P \times P$, Arcos candidatos de cable: pares (i, j) con $i \neq j$ y $d_{ij} \leq L^{\max}$
- $\text{close} \subseteq P \times P$, Pares demasiado cercanos: $i < j$ y $d_{ij} < d^{\min}$
- $\alpha \text{ Sector} \subseteq P \times P$, Pares donde j está aguas abajo de i dentro del sector de estela
- $\text{windClose} \subseteq P \times P$, Pares en $\alpha \text{ Sector}$ con $d_{ij} < d_W^{\min}$
- $\text{wakeSet} \subseteq P \times P$, Pares con déficit Jensen activo: $\delta V_{ij} > 0$

PARAMETROS

N_T	Número de turbinas a instalar	30
N_F	Número de feeders	6
F_S	Turbinas máximas por feeder	5
c_c	Coste de cable	1000 €/m
c_e	Precio de la energía	70 000 €/GWh
E_0	AEP base por turbina (sin estelas)	65.44 GWh/año
$d^{\min}$	Separación mínima universal	700 m
$d_W^{\min}$	Separación mínima en dirección del viento	1200 m
$L^{\max}$	Longitud máxima de arco candidato	2000 m
$\Delta\theta$	Semiapertura del sector de estela	20°
(x_i, y_i)	Coordenadas de la posición i	datos
d_{ij}	Distancia euclídea entre posiciones i y j	calculado
d_i^{OSS}	Distancia de la posición i a la subestación GIS	calculado

δV_{ij} Déficit de velocidad Jensen de i sobre j datos

VARIABLES DE DECISIÓN

- $y_i \in \{0,1\}$ si se coloca una turbina en la posición i (binaria)
- $x_{ij} \in \{0,1\}$ si hay cable dirigido de la posición i a la j (binaria)
- $z_i \in \{0,1\}$ si la posición i conecta directamente con la GIS (binaria)
- $g_{ij} \geq 0$ flujo ficticio de turbinas por el arco (i, j) , usado para garantizar conectividad (continua)
- $h_i \geq 0$ flujo ficticio de la posición i hacia la GIS (continua)
- $W_{ij} \geq 0$ déficit de velocidad activo entre i y j (continua)

FUNCIÓN OBJETIVO

Minimizar coste total de cable menos ingresos por energía:

$$\min Z = c_c \left(\sum_{(i,j) \in A} d_{ij} x_{ij} + \sum_{i \in P} d_i^{\text{GIS}} z_i \right) - c_e \cdot E_0 \left(\sum_{i \in P} y_i - 3 \sum_{(i,j) \in \text{wakeSet}} W_{ij} \right)$$

El primer término penaliza la longitud total de cable tendido. El segundo maximiza la producción anual de energía, descontando las pérdidas por efecto estela.

RESTRICCIONES

(C1) Número exacto de turbinas:

$$\sum_{i \in P} y_i = N_T$$

(C2) Separación mínima universal:

$$y_i + y_j \leq 1 \forall (i, j) \in \text{close}$$

(C3) Separación mínima en dirección del viento:

$$y_i + y_j \leq 1 \forall (i, j) \in \text{windClose}$$

(C4) Déficit Jensen linealizado: W_{ij} solo toma valor positivo si ambas turbinas están activas:

$$W_{ij} \geq \delta V_{ij} (y_i + y_j - 1) \forall (i, j) \in \text{wakeSet}$$

(C5) Cada turbina seleccionada tiene exactamente un sucesor (otra turbina o la GIS):

$$\sum_{j: (i,j) \in A} x_{ij} + z_i = y_i \forall i \in P$$

(C6) Balance de flujo ficticio (garantiza conectividad y elimina subtours sin MTZ):

$$y_i + \sum_{j: (j,i) \in A} g_{ji} = \sum_{j: (i,j) \in A} g_{ij} + h_i \forall i \in P$$

(C7) Capacidad del arco interno (máximo F_S turbinas por cable):

$$g_{ij} \leq F_S \cdot x_{ij} \forall (i, j) \in A$$

(C8) Capacidad del arco hacia la GIS:

$$h_i \leq F_S \cdot z_i \forall i \in P$$

(C9) Número exacto de feeders:

$$\sum_{i \in P} z_i = N_F$$

(Dominio):

$$y_i, x_{ij}, z_i \in \{0,1\}; g_{ij}, h_i, W_{ij} \geq 0$$

$$x_{ij} = g_{ij} = 0 \quad \forall (i, j) \notin A; W_{ij} = 0 \quad \forall (i, j) \notin \text{wakeSet}$$

A continuación, se muestra la interpretación de los datos obtenidos con GAMS:

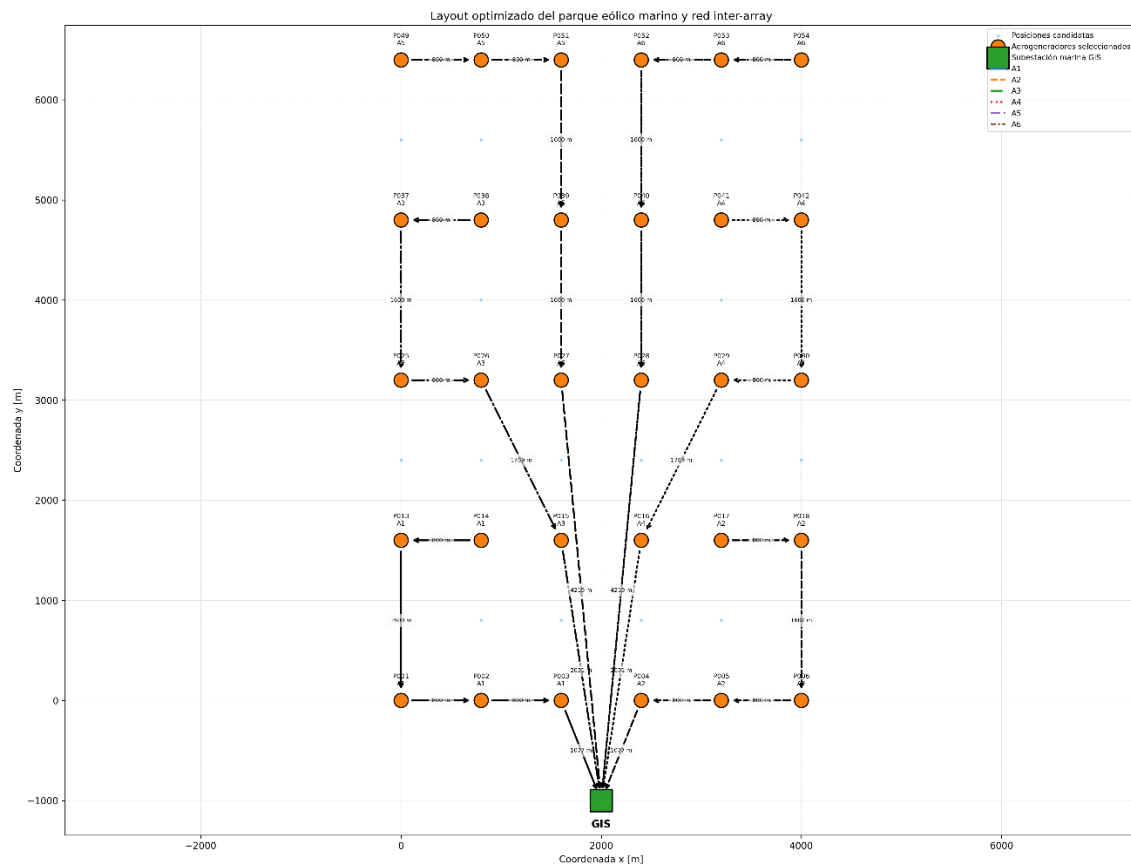


Ilustración 35. Distribución óptima de los aerogeneradores; elaboración propia

Sabiendo que la dirección del viento predominante es la de $11,25^\circ\text{N}$ (sentido horario), luego, alineando la distribución óptima obtenida con la dirección predominante podemos situar a los aerogeneradores también de manera óptima.

2.5 Dimensionamiento cables

2.5.1 Inter-Array

El dimensionamiento del cableado Inter-Array parte de las características eléctricas de cada grupo generador:

$$U_n = 66 \text{ kV}$$

$$P_n = 75 \text{ MW}$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

A partir de la potencia activa nominal y del factor de potencia (0,95, tanto en régimen capacitivo como inductivo), se obtiene la potencia aparente del grupo generador:

$$S = \frac{P_n}{\cos \varphi} = \frac{75}{0,95} = 78,947 \text{ MVA}$$

Con esta potencia aparente y la tensión nominal fase-fase, la intensidad trifásica que deben soportar los conductores resulta:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{78,947 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 66 \times 10^3} = 690,61 \text{ A}$$

2.5.2 Exportación

Para el cable de exportación, que evacúa la potencia conjunta del parque hacia tierra, se parte de los siguientes valores nominales:

$$U_n = 275 \text{ kV}$$

$$P_n = 450 \text{ MW}$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

La potencia aparente total a evacuar es:

$$S = \frac{P_n}{\cos \varphi} = \frac{450}{0,95} = 473,684 \text{ MVA}$$

y la intensidad trifásica correspondiente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{473,684 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 275 \times 10^3} = 994,479 \text{ A}$$

Esta potencia aparente de 473,684 MVA constituye, además, el valor mínimo que deberá soportar el transformador de la subestación marina.

2.6 Cálculo de pérdidas en las líneas

A continuación, se calculan las pérdidas de las líneas (incluidos trafos), que se simplifican con este diagrama unifilar:

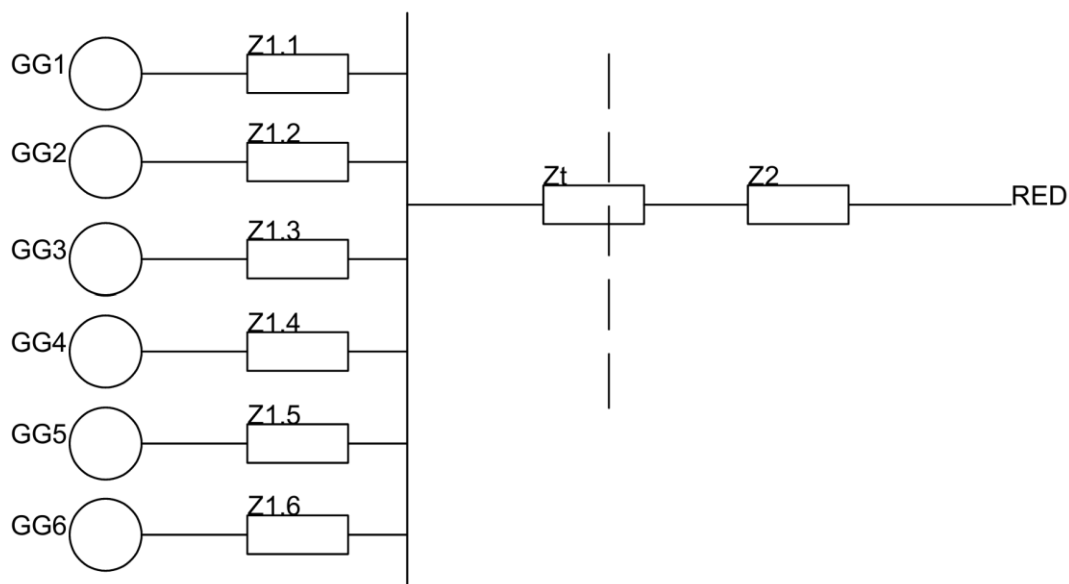


Ilustración 36. Diagrama unifilar simplificado; elaboración propia

En este esquema en (pu) se han aproximado todas las líneas con la misma longitud (mismo valor de las impedancias $Z1.i$).

Nótese que los generadores de cada línea se han agrupado en Grupos Generadores (GGi).

2.6.1 Obtención de las impedancias

Primero se tienen que calcular las impedancias, que se hace a partir de los parámetros del modelo aportado por el fabricante escogido y atendiendo las necesidades físicas:

TIPO	INTER ARRAY	EXPORT
TENSIÓN (Kv)	66	275
POTENCIA (MW)	75	450
POTENCIA APARENTE NECESARIA (MVA)	78,9473684	473,6842105
INTENSIDAD TRIFÁSICA	690,61037	994,4789326
INTENSIDAD MONO	398,724083	574,1626794
CABLE MÁS LARGO (m)	9029	27500
METROS TOTALES	36570	27500

Tabla 23. Necesidades físicas sistema

- Inter-Array:

Cross section Cu conductor (mm ²)	Wide spacing (A)	Close spacing (A)
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Tabla 24. Sección de cables submarinos catálogo tensión 10-90kV; cortesía de ABB

- Exportador:

Cross section Cu conductor (mm ²)	Wide spacing (A)	Close spacing (A)
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Tabla 25. Sección de cables submarinos catálogo tensión 100-420kV; cortesía de ABB

Nótese que para los inter-array se emplean unos cables que integran las 3 fases mientras que para el exportador, dada la intensidad necesaria y atendiendo mejoras de rendimiento, emplea una configuración de un cable por fase.

A partir de esas impedancias se han obtenido las características por unidad de longitud fijadas por el fabricante:

- Inter-Array:

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	kg/m	μF/km	A/km	mH/km
	11,2	9	21,6	0,17	2	0,44

120	12,6	9	23,8	0,18	2,1	0,43
150	14,2	9	25,7	0,19	2,3	0,41
185	15,8	9	28	0,2	2,4	0,4
240	18,1	9	31,3	0,22	2,6	0,38
300	20,4	9	34,3	0,24	2,8	0,37
400	23,2	9	39,2	0,26	3,1	0,35
500	26,2	9	45,4	0,29	3,5	0,34
630	29,8	9	52	0,32	3,7	0,33
800	33,7	9	60,1	0,35	4,1	0,32
1000	37,9	9	70,7	0,38	4,6	0,31

Ilustración 37. Tabla del fabricante simplificada; cortesía de ABB

▪ Exportador:

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	kg/m	μF/km	A/km	mH/km
500	26,2	26	31,1	0,14	6,8	1,42
630	29,8	24	31,8	0,16	7,7	1,4
800	33,7	24	35,2	0,17	8,3	1,37
1000	37,9	24	38,4	0,18	9	1,35
1200	41,2	24	41,6	0,19	9,5	1,33
1400	44,4	24	44,4	0,2	10	1,32
1600	47,4	24	47,2	0,21	10,4	1,31

Ilustración 38. Tabla 2 del fabricante simplificada; cortesía de ABB

A continuación, conociendo el valor de la resistividad del cobre recocido a 20 °C, así como su coeficiente de variación con la temperatura, se toman como valores normalizados de referencia conforme a la norma IEC 60228, que establece las características de los conductores empleados en cables de energía [4]:

P Cu a 20 °C (IEC 60228)	1,724E-08
Corrección por temp.	0,00393

Tabla 26. Corrección por temperatura para la resistencia en el cobre

Se calculan las impedancias:

TIPO	INTER ARRAY	EXPORT (mono)
ρ 20°C (Ω*m ² /L)	1,724E-08	1,724E-08
ρ corregida a 90°	2,19827E-08	2,19827E-08
ρ 90°C coorregida para AC	2,4181E-08	2,4181E-08

R	0,346555899	1,055519684
Capacitancia (μF)	2,88928	4,4
Inductancia (mH)	2,97957	38,5
xC (shunt)	1101,690185	723,4298678
xL (serie)	0,936061711	12,09516

Tabla 27. Valores reales de las impedancias en las líneas

Para obtener las impedancias se ha optado por un modelo conservador, empleando para el caso de los Inter-Arrays el caso de la línea más larga.

La resistencia eléctrica del conductor se corrige en función de la temperatura mediante la expresión:

$$R_T = R_{ref} [1 + \alpha(T - T_{ref})]$$

Y para corregir de DC a AC se aproxima multiplicando por 1,1.

2.6.2 Circuito equivalente en unitarias

Para obtener el circuito equivalente en unitarias, pasaremos todo a valores en pu con base en un transformador que cumpla los requerimientos.

potencia nominal (MVA)	475
tensión alta (kV)	275
tensión baja (kV)	66
índice horario	
rcc (pu)	0,00311
xcc (pu)	0,14

Tabla 28. Trafo con valores típicos

Se desprecia la rama de magnetización del transformador, ya que la corriente de vacío representa típicamente menos del 1 % de la corriente nominal, por lo que su contribución al flujo de potencia es despreciable frente a la impedancia serie de cortocircuito zcc.

BASE UNITARIAS	IZQUIERDA	DERECHA
TENSIÓN FASE-FASE BASE (kV)	66	275
TENSIÓN FASE BASE (kV)	38,10511777	158,771324
POTENCIA APARENTE BASE (MVA)	475	475
IMPEDANCIA BASE (ohmios)	9,170526316	159,2105263
INTENSIDAD BASE (A)	4155,172392	997,2413741

Tabla 29. Base unitarias del transformador

El esquema equivalente queda así:

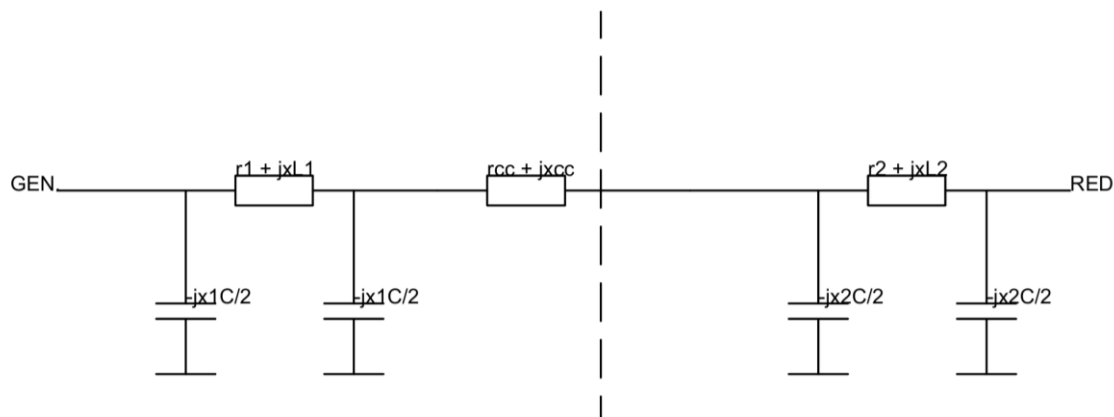


Ilustración 39. Esquema equivalente del conjunto del parque para el cálculo en unitarias; elaboración propia

Con los valores:

UNITARIAS	r	xC	xL
INTER ARRAY	0,037790186	120,1338012	0,10207285
EQUIVALENTE A LOS 6 INTERAARRAY	0,006298364	20,0223002	0,01701214
EXPORT	0,00662971	4,543857021	0,0759696

Tabla 30. Valores en unitarias de las líneas

Nótense dos cosas:

- aunque para el trafo se ha ignorado la rama shunt, esto no se puede hacer para las líneas y por ende ambas se integran con un modelo en TT, y
- el esquema incluye el equivalente a los 6 Inter-Arrays.

2.6.3 Flujo de cargas

El problema de flujo de cargas se resuelve mediante el método iterativo de Newton-Raphson:

Partiendo de las ecuaciones de balance de potencia en cada nudo, el sistema relaciona las potencias activa y reactiva inyectadas con los módulos y fases de tensión:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})$$

El método linealiza este sistema no lineal entorno a una estimación inicial mediante la matriz jacobiana, que recoge las derivadas parciales de las potencias respecto de los módulos y fases de tensión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

En cada iteración se calculan los desajustes de potencia (ΔP , ΔQ) respecto de los valores especificados, se resuelve el sistema lineal para obtener las correcciones de tensión ($\Delta \theta$, $\Delta |V|$) y se actualizan las variables de estado, repitiendo el proceso hasta que los desajustes quedan por debajo de la tolerancia fijada.

La rapidez de convergencia cuadrática del método lo convierte en el estándar para el cálculo de flujos de potencia en redes de transporte, motivo por el que se ha empleado en la herramienta Siemens PSS®E.

Sin decisiones adicionales, la primera solución ofrece los siguientes valores:

Nudo	V (pu)	Fase °	Reales (kV)
Generador (bornes)	1,14694	10,23	75,69804
N1 (L1, Trafo)	1,13523	9,643	74,92518
N2 (Trafo, L2)	1,07007	3,492	294,26925
Red (slack)	1	0	275

Tábla 31. Tensiones sin inductancia

No obstante, la tensión en el nudo del generador no es admisible. Por tanto, se añade una inductancia L en la parte de alta del trafo. Lo que más ayudaría a controlar la tensión sería colocar la inductancia en el nudo del generador, pero esto no es posible porque el nudo generador de este caso es un nudo ficticio que en realidad son 30 aerogeneradores distintos.

Con esta inductancia $xL=6$ se obtienen estos resultados:

Nudo	V (pu)	Fase (°)	V (kV)
Generador (bornes)	1,10626	10,897	73,01316
N2 (L1, Trafo)	1,09615	10,229	72,3459
N3 (Trafo, L2)	1,04694	3,693	287,9085
Red (slack)	1	0	275

Tábla 32. Tensiones (circuito equivalente)

Rama	Trafo		
	L1 (N1→N2)	(N2→N3)	L2 (N3→N4)

P env	0,947368	0,94225	0,939501
Q env	0,31138	0,41758	0,11113
P rec	0,94225	0,939501	0,932031
Q rec	0,41758	0,29382	0,50799
ΔP	0,005118	0,002749	0,00747
ΔQ	-0,106196	0,123765	-0,396853

Tabla 33. Flujos de potencia (circuito equivalente)

Magnitud	Valor
Rendimiento	0,983810937
Caída de tensión	Fase (°)
0,10626	10,897

Tabla 34. Rendimiento y caída de tensión (circuito equivalente)

Luego, de cara al ESTUDIO ECONÓMICO se computan las pérdidas del caso de potencia nominal en el eje en todos los casos.

Pérdidas pu	0,015337
Pérdidas GW	0,00728507
Pérdidas anuales GWh	63,817257

Tabla 35. Pérdidas del parque (circuito equivalente)

De esta forma, se consigue un resultado que sobreestima las pérdidas.

3. ESTUDIO ECONÓMICO

El presente capítulo desarrolla el Estudio Económico del parque eólico marino. El objetivo es evaluar la viabilidad económico-financiera de la inversión bajo hipótesis explícitas, empleando tasas nominales de actualización y la metodología del Coste Normalizado de la Energía (LCOE). Todos los flujos se expresan en euros corrientes y se ha aplicado un tipo de cambio de 1 EUR = 1,10 USD para las partidas referenciadas en dólares y de 1 ZAR = 0,053 EUR para las referenciadas en rands sudafricanos.

Véase los cálculos del ESTUDIO ECONÓMICO en el ANEJO M: CUENTA DE PÉRIDAS Y GANANCIAS.

3.1 Hipótesis de partida

El parque está compuesto por 30 aerogeneradores Vestas V236-15.0 MW, lo que supone una potencia nominal instalada de 450 MW. La estimación de producción parte del valor esperado obtenido en el capítulo de CÁLCULOS a partir de la distribución de Weibull del emplazamiento.

Dado que la velocidad nominal exacta del aerogenerador no se conoce con certeza, se manejan tres escenarios de producción, **adoptándose el escenario intermedio (velocidad nominal de 11,5 m/s).**

vel. Nominal (m/s)	10,50	11,50	13,00
Valor esperado de producción aero corr. (GWh)	62,17	54,98	45,18
Valor esperado de producción parque (GWh)	1865,060064	1649,403756	1355,27931
Pérdidas (GWh) sobreestimadas	63,817257	31,9086285	31,9086285
Producción exportada (GWh)	1801,242807	1617,495128	1323,370682
Precio medio energía para SAWEM(KWh)	0,24 €	0,24 €	0,24 €
Ganancias anuales mercado	432.298.273,68 €	388.198.830,60 €	317.608.963,56 €

Tabla 36. Producción anual parque

Las principales hipótesis económicas y financieras adoptadas se resumen a continuación:

Revenue growth	3%
Operating Costs Growth	3,5%
SA Corporate TAX	27%
Corporative Debt Interest	17,0%
CAPM	13,02%
wacc	12,56%
IRR	12,89%

Tabla 37. Hipótesis económicas adoptadas y valores obtenidos de WACC, CAPM y TIR para el parque

3.2 Inversión inicial (CAPEX)

La inversión inicial se ha estimado de dos maneras complementarias. En primer lugar, mediante un desglose propio a partir de los precios unitarios recopilados (aerogeneradores, monopilotes, cableado Inter-Array y exportador, subestaciones, etc.), que arroja un CAPEX del orden de 1.021,25 M€.

En segundo lugar, mediante la referencia sectorial de BVG Associates, que expresa los costes en libras por MW instalado y, una vez aplicadas las correcciones y el tipo de cambio adoptado, conduce a un CAPEX de 1.420,90 M€.

El modelo financiero adopta como CAPEX de referencia este último valor de 1.420,90 M€, más conservador y coherente con el balance del proyecto.

3.3 Costes de explotación (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento incluyen:

- el mantenimiento de los aerogeneradores y del BALANCE OF PLANT,
- los servicios portuarios de operaciones y mantenimiento, el personal técnico y administrativo,
- los seguros y
- la logística marina y terrestre.

El OPEX crece anualmente un 3,5 % para recoger la inflación y el envejecimiento de los activos. La referencia BVG sitúa el OPEX anual en torno a 38,25 M€, valor empleado para el cálculo del Coste Normalizado.

3.4 Ingresos

Sudáfrica ha instaurado un **sistema marginalista** de fijación de precios (mercado SAWEM), en el que el precio lo marca la tecnología más cara del mix, mayoritariamente de origen fósil (similar a España).

Esto convierte a una planta renovable con coste marginal nulo en una inversión especialmente atractiva. Tomando el precio medio de 0,24 €/kWh y la producción exportada del caso base, los ingresos anuales del primer año ascienden a 388,20 M€.

Los ingresos crecen un 3 % anual en el horizonte de evaluación. La tabla siguiente recoge los ingresos del primer año en mercado para los tres escenarios de producción.

3.5 Coste de capital (CAPM y WACC)

El coste de los recursos propios se ha determinado mediante el modelo CAPM, incorporando una prima de riesgo país que recoge el riesgo soberano sudafricano. La expresión empleada es:

$$Re = Rf + \beta \cdot (\text{Prima de mercado} + CRP)$$

Bono español	3,68%
Country Risk Premium	8%
beta	0,8
Prima	9%
Re	13,02%

Tabla 38. Cálculo del CAPM

Con un **coste del equity del 13,02 % y un WACC del 12,56 %**, el modelo descuenta los flujos de caja del proyecto a estas tasas nominales para evaluar su rentabilidad.

La estructura de capital adoptada en el Balance de Situación (**25 % de patrimonio neto y 75 % de deuda**) reduce el peso de la deuda respecto de una hipótesis más apalancada y suaviza la presión del elevado coste de financiación sudafricano sobre la cuenta de resultados.

PRINCIPAL	INTERESES DE LA DEUDA	PAGO	PAGO DEL PRINCIPAL
1065,67	-181,16	-200,16	-18,99
1046,68	-177,94	-200,16	-22,22
1024,46	-174,16	-200,16	-26,00
998,46	-169,74	-200,16	-30,42
968,04	-164,57	-200,16	-35,59
932,45	-158,52	-200,16	-41,64
890,81	-151,44	-200,16	-48,72
842,09	-143,16	-200,16	-57,00
785,09	-133,47	-200,16	-66,69
718,40	-122,13	-200,16	-78,03
640,37	-108,86	-200,16	-91,29
549,08	-93,34	-200,16	-106,81
442,26	-75,18	-200,16	-124,97
317,29	-53,94	-200,16	-146,22
171,07	-29,08	-200,16	-171,07
			-1065,67

Tabla 39. Amortización de la deuda mediante anualidades constantes (en M€)

En la tabla superior se puede ver la amortización de la deuda a 15 años mediante el sistema francés de pagos constantes, que a medida que pasa en el tiempo amortiza más la deuda y paga menos intereses.

3.6 Análisis de rentabilidad

A partir de la cuenta de resultados (P&L) y de los flujos de caja del proyecto se han obtenido los principales indicadores de rentabilidad, evaluados sobre el caso base de venta en mercado SAWEM. El proyecto se estructura con un 75 % de deuda y un 25 % de fondos propios, lo que permite apalancar la rentabilidad sobre el patrimonio manteniendo a la vez un perfil de cobertura de deuda holgado.

year	Revenue	Operating Costs (OPEX)	EBITDA	Depreciation (vida útil 50 años)	EBIT	Interest Expense	Profit Before Tax	Taxes (0% assumed early phase)	NET INCOME
1	388,20	-1,00	387,20	-56,84	330,36	-200,16	130,21		130,21
2	399,84	-1,04	398,81	-56,84	341,97	-200,16	141,82	-38,29	103,53
3	411,84	-1,07	410,77	-56,84	353,93	-200,16	153,78	-41,52	112,26
4	424,20	-1,11	423,09	-56,84	366,25	-200,16	166,09	-44,85	121,25
5	436,92	-1,15	435,77	-56,84	378,94	-200,16	178,78	-48,27	130,51
6	450,03	-1,19	448,84	-56,84	392,01	-200,16	191,85	-51,80	140,05
7	463,53	-1,23	462,30	-56,84	405,46	-200,16	205,31	-55,43	149,87
8	477,44	-1,27	476,16	-56,84	419,33	-200,16	219,17	-59,18	159,99
9	491,76	-1,32	490,44	-56,84	433,61	-200,16	233,45	-63,03	170,42
10	506,51	-1,36	505,15	-56,84	448,31	-200,16	248,16	-67,00	181,15
11	521,71	-1,41	520,30	-56,84	463,46	-200,16	263,30	-71,09	192,21
12	537,36	-1,46	535,90	-56,84	479,06	-200,16	278,91	-75,30	203,60
13	553,48	-1,51	551,97	-56,84	495,13	-200,16	294,97	-79,64	215,33
14	570,08	-1,56	568,52	-56,84	511,68	-200,16	311,53	-84,11	227,41
15	587,19	-1,62	585,57	-56,84	528,73	-200,16	328,57	-88,71	239,86
16	604,80	-1,68	603,13	-56,84	546,29		546,29	-147,50	398,79
17	622,95	-1,73	621,21	-56,84	564,38		564,38	-152,38	411,99
18	641,63	-1,79	639,84	-56,84	583,00		583,00	-157,41	425,59
19	660,88	-1,86	659,03	-56,84	602,19		602,19	-162,59	439,60
20	680,71	-1,92	678,79	-56,84	621,95		621,95	-167,93	454,02
21	701,13 €	-1,99 €	699,14 €	-56,84	642,30458		642,3045804	-173,422367	468,8823437
22	722,16 €	-2,06 €	720,10 €	-56,84	663,268846		663,2688458	-179,0825884	484,1862575
23	743,83 €	-2,13 €	741,70 €	-56,84	684,861691		684,8616911	-184,9126566	499,9490345
24	766,14 €	-2,21 €	763,94 €	-56,84	707,101961		707,1019612	-190,9175295	516,1844317
25	789,13 €	-2,28 €	786,84 €	-56,84	730,009066		730,0090665	-197,102448	532,9066185

Tabla 40. Cuenta de Pérdidas y Ganancias del parque (en M€) en formato vertical

La Tasa Interna de Retorno del proyecto (12,89%) supera al WACC (12,56%), por lo que el proyecto crea valor.

El Valor Actual Neto del equity, descontado al coste de los fondos propios, resulta claramente positivo (1.420,90 M€), confirmando que el retorno obtenido excede al exigido por los accionistas.

La Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR) presenta un mínimo de 1,80, holgadamente por encima de la unidad, lo que indica que la generación de caja cubre con amplitud el servicio de la deuda en todos los ejercicios y otorga al proyecto un perfil financiero sólido y bancable, siempre bajo la hipótesis de venta en el mercado marginalista.

3.7 Análisis de sensibilidad

Dado que la velocidad nominal exacta del aerogenerador condiciona la producción, se ha realizado un análisis de sensibilidad sobre los tres escenarios. Incluso en el escenario más desfavorable (velocidad nominal de 13 m/s, con la menor producción), los ingresos anuales en mercado superan los 317 M€, manteniéndose la viabilidad del proyecto. A esta sensibilidad técnica se añade la sensibilidad a la vía de comercialización analizada en el apartado 3.4.1, que resulta ser el factor de riesgo dominante. Los principales factores de riesgo identificados son:

- La vía de comercialización (mercado SAWEM frente a PPA REIPPPP), que por sí sola determina la viabilidad del proyecto: la diferencia entre ambos esquemas de precio supera un orden de magnitud.
- La velocidad nominal del aerogenerador, que determina la producción y, por tanto, los ingresos.
- El precio de la energía en el mercado SAWEM, sujeto a la evolución del mix de generación y a la maduración del propio mercado.
- El elevado coste de la deuda (17%), característico del entorno sudafricano, que penaliza fuertemente los gastos financieros y estrecha el margen entre la TIR y el WACC.
- El tipo de cambio EUR/USD/ZAR, que afecta tanto a las partidas de equipamiento importado como, en el escenario PPA, a la conversión de la tarifa adjudicada en rands.

3.8 Conclusión del estudio económico

El análisis económico-financiero confirma la viabilidad del parque eólico marino.

Los indicadores de rentabilidad son sólidos (**TIR del 12,89 % frente a un WACC del 12,56 %, VAN del equity positivo de 1.420,90 M€ y DSCR mínimo de 1,80**), manteniéndose la rentabilidad incluso en el escenario de producción más conservador.

El elevado coste de financiación, propio del riesgo país, refuerza esta fragilidad al estrechar el margen entre la TIR y el coste de capital. En fases posteriores deberá explorarse la mitigación de ambos riesgos mediante instrumentos de cobertura de precio y de tipo de cambio, así como un **seguimiento de la eventual apertura de una categoría (PPA) específica para eólica marina dentro de los mecanismos de contratación a largo plazo sudafricanos.**

4. IMPACTO AMBIENTAL

4.1 Descripción del paraje natural

El proyecto se emplaza en mar abierto, aproximadamente a 26,35 km del punto más cercano de la costa y a 41,34 km de la ciudad de Durban, con subestación terrestre prevista en el entorno de Ballito, KwaZulu-Natal.

El siguiente análisis preliminar del impacto ambiental amplía la información expuesta en el capítulo del EMPLAZAMIENTO de ESTUDIO PRELIMINAR DEL IMPACTO MEDIOAMBIENTAL. No obstante, para la instalación efectiva del parque eólico será necesario un estudio in situ que ahonde en todos los aspectos que se tratan e investigue nuevas vertientes de información que puedan tener un impacto potencial en el ecosistema del emplazamiento y alrededores.

4.2 Impacto sobre la fauna

Los principales impactos potenciales sobre la fauna se concentran en tres grupos: aves marinas y migratorias, mamíferos marinos y fauna del fondo marino.

El impacto se traslada principalmente en forma de ruido (tanto en la instalación como durante el funcionamiento del parque) y en forma de obstáculo físico, pero también daña el lecho marino con su instalación.

4.2.1 Aves

Las aves marinas y migratorias constituyen uno de los grupos más sensibles a la presencia de un parque eólico marino. Los impactos potenciales se concentran en tres mecanismos:

- el riesgo de colisión con las palas en movimiento,
- el efecto-barrera que obliga a modificar las rutas de vuelo y migración, y
- la pérdida o desplazamiento de hábitat de alimentación.

La altura de barrido del rotor de entre aproximadamente 32 y 268 m sobre el nivel del mar, intersecta el rango de vuelo de numerosas especies, si bien muchas aves marinas vuelan habitualmente a baja altura sobre la superficie, lo que reduce el solapamiento.

El ruido y la presencia física generan que algunas especies rodeen el parque, lo que incrementa el coste energético de sus desplazamientos pero el propio ruido reduce el riesgo de colisión.

Como medidas de mitigación se contemplan la sincronización de las fases más ruidosas de la instalación con periodos de menor actividad migratoria, sistemas de detección y parada ante el paso de bandadas, y esquemas de iluminación que minimicen la atracción nocturna.

4.2.2 Mamíferos marinos y peces

El principal impacto sobre cetáceos (ballenas y delfines, abundantes en esta costa por la cercanía de la ruta de la sardina y de las rutas migratorias de ballena jorobada) es el ruido submarino generado durante el hincado de los monopilotes, proceso que consiste en amartillar el pilote contra el lecho marino mediante un martillo hidráulico.

Estos animales, que dependen de la ecolocalización y la comunicación acústica, pueden sufrir desde alteraciones del comportamiento y desplazamiento temporal hasta, en las proximidades inmediatas y sin mitigación, daños auditivos.

El nivel de presión sonora recibido disminuye a medida que aumenta la distancia a la fuente emisora. Esta atenuación puede modelarse de forma simplificada mediante una ley de propagación geométrica, que combina los efectos de propagación esférica y cilíndrica en el medio marino [20].

La relación empleada es:

$$SPL(r) = SPL_{ref} - N \log_{10} \left(\frac{r}{r_{ref}} \right)$$

donde $SPL(r)$ es el nivel de presión sonora recibido a una distancia r , SPL_{ref} es el nivel de presión sonora medido o estimado a una distancia de referencia r_{ref} , y N es el coeficiente de atenuación geométrica.

El parámetro N depende de las condiciones de propagación del medio. En una propagación esférica ideal suele adoptarse $N = 20$, mientras que en situaciones intermedias o con propagación condicionada por el fondo marino y la superficie libre pueden emplearse valores menores, habitualmente en torno a $N = 15$.

A partir de esta expresión se puede estimar la distancia a la que el nivel de presión sonora cae por debajo de un determinado umbral de exposición, permitiendo definir zonas de seguridad durante operaciones ruidosas como el hincado de pilotes.

Los pingüinos, pese a no ser mamíferos, merecen atención específica: la colonia de pingüino africano (*Spheniscus demersus*), especie en peligro, habita en esta región y se ve afectada principalmente por alteraciones en sus zonas de alimentación.

Cabe destacar un efecto potencialmente positivo: la presencia del parque puede desviar el tráfico mercante y la actividad pesquera del área, generando una zona de exclusión que favorece la recuperación de las poblaciones de peces. No obstante, en la selección del emplazamiento ya se han evitado deliberadamente las rutas marítimas principales.

4.2.3 Fondo marino

La instalación de cimentaciones y el tendido de cableado alteran físicamente el lecho marino: remoción de sedimentos, aumento temporal de la turbidez y modificación local del hábitat bentónico (algas, posibles formaciones coralinas y organismos sésiles). La afección es mayor durante la fase de obra y tiende a estabilizarse en operación.

Sobre el sustrato arenoso cuarzoso característico de esta plataforma, la introducción de estructuras duras (monopilotes y protección de escollera) genera un efecto arrecife artificial, REEF EFFECT: las superficies sumergidas son rápidamente colonizadas por organismos, lo que incrementa la biodiversidad local y atrae fauna asociada.

La emisión lumínica de los aerogeneradores y las plataformas durante la noche puede atraer especies como los calamares, y con ellos a sus depredadores (tiburones, grandes peces pelágicos y aves marinas), al tiempo que ahuyenta a especies abisales y organismos sensibles a la luz.

Una correcta gestión de la iluminación (intensidad mínima reglamentaria, longitudes de onda menos atractivas y temporización) limita este impacto.

4.3 Impacto paisajístico

Dada la distancia al punto más cercano de la costa (26,35 km), la visibilidad del parque desde tierra es limitada por la curvatura terrestre, pero no nula en condiciones de buena visibilidad, especialmente para las puntas de las palas de los aerogeneradores de mayor altura. Se prevé, por tanto, cierta visibilidad desde la costa, un efecto inevitable en una infraestructura de esta magnitud.

Durante la noche y en condiciones de baja luminosidad, el balizamiento aeronáutico y marítimo obligatorio (luces de señalización roja y blanca) modifica el paisaje nocturno.

4.4 Gestión de recursos y residuos

A lo largo del ciclo de vida del parque deben gestionarse los residuos generados en construcción, operación y desmantelamiento. Especial atención merece el posible **desprendimiento de material** de las estructuras (revestimientos, ánodos de sacrificio para protección catódica, microplásticos por abrasión de las palas). Estos materiales pueden incorporarse a la cadena trófica y dar lugar a fenómenos de **bioacumulación y biomagnificación**, con la consiguiente repercusión sobre las especies superiores y, en último término, sobre la salud pública a través del consumo de pescado.

4.5 Coste de oportunidad

Sería incompleto evaluar el impacto negativo del parque sin contraponerlo a su beneficio ambiental neto. **Con la tecnología actual, generar la misma cantidad de energía mediante la combustión de carbón, tecnología dominante en el mix sudafricano, supondría emisiones del orden de 0,9-1,0 t de CO₂ por MWh producido** [21]. Considerando una producción anual aproximada del conjunto del parque, esto se traduce en cientos de miles de toneladas de CO₂ evitadas cada año, además de la reducción de emisiones de SO_x, NO_x y partículas con efectos directos sobre la calidad del aire y la salud pública.

4.6 Objetivos de Desarrollo Sostenible

El proyecto contribuye directamente a varios ODS de la Agenda 2030: **ODS 7** (Energía asequible y no contaminante), al aportar generación renovable a un sistema fuertemente fósil; **ODS 13** (Acción por el clima), por las emisiones evitadas; **ODS 9** (Industria, innovación e infraestructura); **ODS 8** (Trabajo decente y crecimiento económico), por el empleo local generado; y **ODS 14** (Vida submarina), que actúa como restricción de diseño obligando a minimizar la afección al medio marino.



Ilustración 40. Objetivos de Desarrollo Sostenibles relacionados con el proyecto

También, queda relacionado con **ODS 1, ODS 11, ODS 12 y ODS 15**.

4.7 Conclusiones

Estudiar más en detalle el paraje es clave para la viabilidad del proyecto. De manera preliminar, se puede afirmar que, con las precauciones necesarias y la hoja de ruta adecuada que contenga los puntos anteriores, el balance final del proyecto es positivo.

5. LISTA DE ANEJOS

ANEJO M: CUENTA DE PÉRIDAS Y GANANCIAS

ANEJO S: MAPA DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO DE SUDÁFRICA (PDF)

ANEJO X: CATALOGO ABB (PDF)

Los anejos se encuentran adjuntos al final del documento completo.

Los anejos están tabulados conforme a la normativa de Trabajo de Fin de Grado de la universidad. Los nombres de los anejos no se corresponden con el orden de los mismos.

Documento 2: Planos

1. LISTA DE PLANOS

PLANO 1	PLANO SITUACIONAL DE SUBESTACIÓN TRANSPORTE HECTOR	A3
PLANO 2	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE SUBESTACIÓN MARINA	A3
PLANO 3	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE INTER-ARRAY i / GRUPOS GENERADORES / AEROGENERADORES	A3
PLANO 4	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE SUBESTACIÓN TERRESTRE	A3

2. PLANOS



PÓRTICO LIBRE
(275 KV)

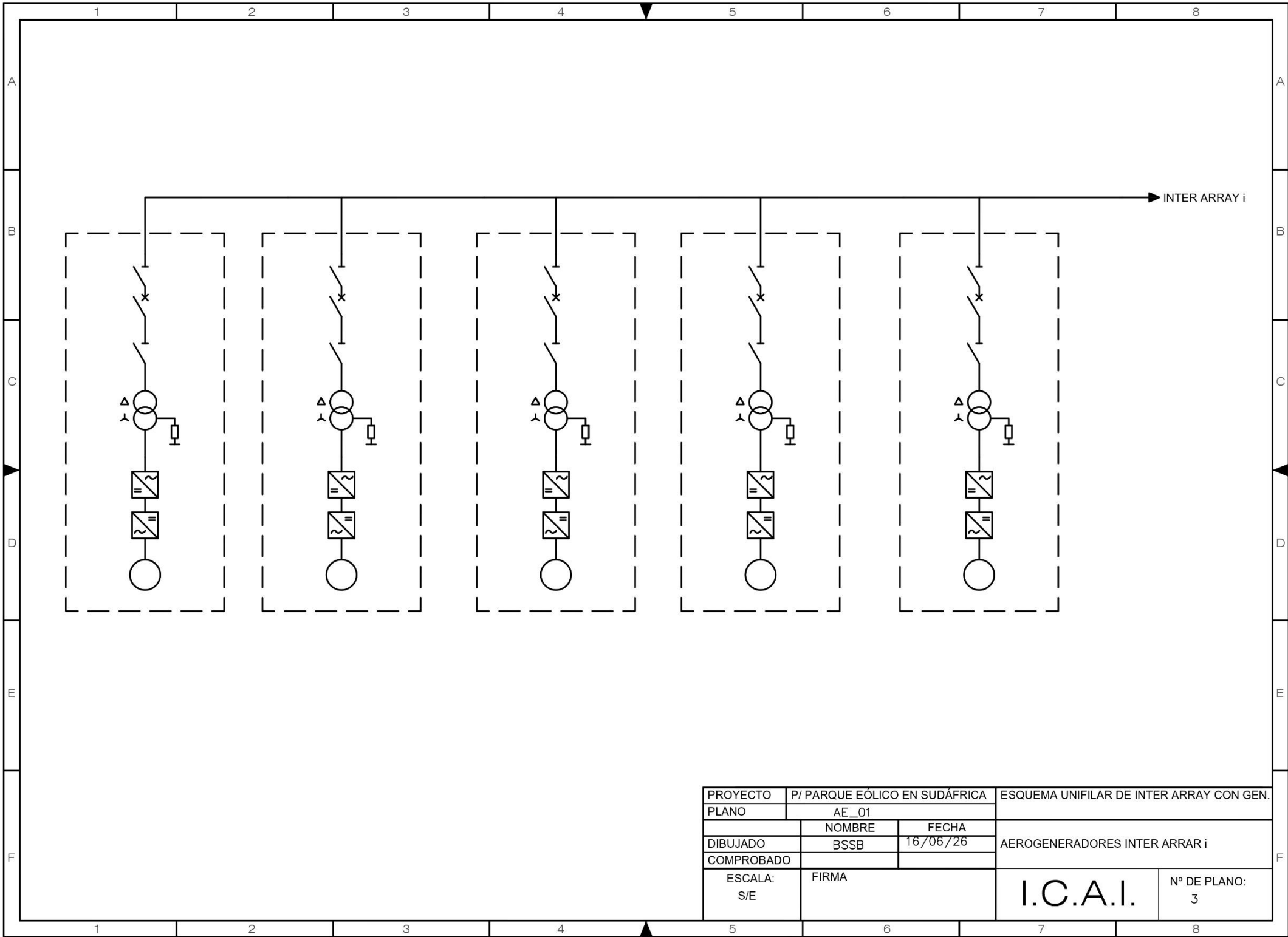


SUBESTACIÓN 275 KV

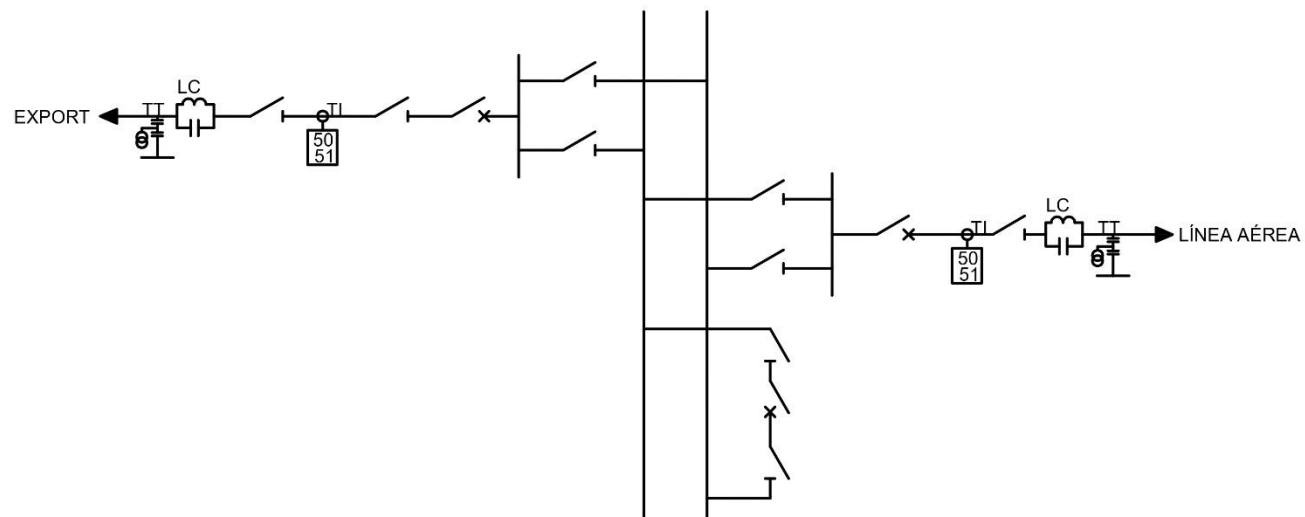
SUBESTACIÓN 400KV

GOOGLE EARTH, COPYRIGHT AIRBUS 20/05/2026

PROYECTO	P/ PARQUE EÓLICO EN SUDÁFRICA		PLANO SITUACIONAL / HECTOR	
PLANO	PS_01			
	NOMBRE	FECHA	CAPACIDAD FÍSICA DE CONEXIÓN EN HECTOR	
DIBUJADO	BSSB	16/06/26		
COMPROBADO				
ESCALA: S/E	FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 1



PROYECTO	P/ PARQUE EÓLICO EN SUDÁFRICA		ESQUEMA UNIFILAR DE INTER ARRAY CON GEN.		
PLANO	AE_01				
		NOMBRE	FECHA	AEROGENERADORES INTER ARRAR i	
DIBUJADO		BSSB	16/06/26		
COMPROBADO					
ESCALA: S/E		FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 3



PROYECTO	P/ PARQUE EÓLICO EN SUDÁFRICA		ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	
PLANO	ST_01			
	NOMBRE	FECHA		
DIBUJADO	BSSB	16/06/26	SUBESTACIÓN TERRESTRE	
COMPROBADO				
ESCALA: S/E	FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 4

Documento 3: Presupuesto

El presente Presupuesto se ha elaborado tomando como referencia metodológica la GUIDE TO AN OFFSHORE WIND FARM (actualización de 2025) de BVG Associates, publicada en nombre de THE CROWN STATE y de las agencias escocesas de desarrollo.

MEDICIONES

Las mediciones de la instalación se han obtenido a partir de la ingeniería de diseño y del dimensionamiento técnico recogido en los documentos anteriores de la memoria y los planos. El parque eólico marino consta de 30 aerogeneradores y sus correspondientes monopilotes de cimentación, interconectados mediante una red de cableado Inter-Array y conectados a tierra mediante un cable exportador hasta la subestación terrestre.

A continuación, se detallan las mediciones físicas correspondientes al desglose propio de la instalación:

Código	Descripción	Unidad	Cantidad
1.1	Suministro de aerogeneradores Vestas V236-15.0 MW (rotor, góndola y torre)	ud	30
1.2	Cimentación mediante monopilotes de acero S235 y piezas de transición	ud	30
1.3	Cable marino Inter-Array de 66 kV (interconexión entre turbinas)	m	36.570
1.4	Cable marino exportador de 275 kV (conexión subestación marina-tierra)	m	27.500
1.5	Sistemas de subestación marina GIS (bahías de transformador de 66 kV)	ud	2
1.6	Sistemas de subestación terrestre convencional (bahía de 275 kV)	ud	1
1.7	Estudios previos e ingeniería de desarrollo:		
1.7.1	- Estudio preliminar de recurso eólico y oceánico	año	2
1.7.2	- Estudio geofísico, geotécnico e hidrográfico del emplazamiento	año	1

1.7.3	- Estudio socio-ambiental y de fauna (aves, mamíferos marinos, bentos)	año	3
1.7.4	- Ingeniería de detalle y consultoría especializada	año	2

Los detalles sobre el trazado físico de los cables Inter-Array y exportador, así como la ubicación exacta de las cimentaciones y subestaciones, pueden consultarse en los planos del proyecto (DOCUMENTO 2: PLANOS y en los capítulos de dimensionamiento de la Memoria).

PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios aplicados a cada una de las partidas se han estimado a partir de una recopilación de datos sectoriales de costes OFFSHORE y referencias de mercado actuales (como la GUIDE TO AN OFFSHORE WIND FARM de BVG Associates y cotizaciones de fabricantes).

Se ha adoptado un tipo de cambio conservador de 1,10 €/£ para la conversión de costes expresados originalmente en libras esterlinas.

La siguiente tabla recoge la relación de costes unitarios considerados para el desglose propio del proyecto:

Código	Descripción	Unidad	Precio Unitario (€)	Referencia / Origen
1.1	Suministro de aerogenerador Vestas V236-15.0 MW	ud	14.000.000,00 €	Vestas Product Specifications (DeepResource 2021)
1.2	Cimentación monopilote y pieza de transición	ud	-	Incluido en costes globales de instalación y fabricación
1.3	Cable marino inter-array de 66 kV	m	400,00 €	US Submarine Cable Market Reference
1.4	Cable marino exportador de 275 kV	m	1.200,00 €	Spain Export Offshore Wind Cable Market Analysis
1.5	Sistemas de subestación marina GIS (bahías)	ud	800.000,00 €	Referencia sectorial / Licitación GIS
1.6	Sistemas de subestación terrestre (bahía no GIS)	ud	150.000,00 €	Referencia de subestación convencional terrestre

1.7	Estudios previos e ingeniería de desarrollo:			
1.7.1	- Estudio preliminar de recurso eólico	año	2.000.000,00 €	Estimación de costes de campaña de medición y mástil
1.7.2	- Estudio geofísico, geotécnico e hidrográfico	año	1.600.000,00 €	Servicios de prospección marina y buque oceanográfico
1.7.3	- Estudio socio-ambiental y de fauna	año	4.000.000,00 €	Campaña plurianual de monitorización ambiental marina
1.7.4	- Ingeniería de detalle y consultoría	año	2.137.500,00 €	Costes de ingeniería de diseño detallado del parque

PRESUPUESTO GENERAL

PARTIDA	SUB-PARTIDA	CONCEPTO	€/MW	TOTAL
Desarrollo y gestión del proyecto			89.900,00 €	40.455.000,00 €
	Servicios de desarrollo y tramitación de permisos		41.934,00 €	18.870.300,00 €
		<i>Evaluaciones de impacto ambiental</i>	6.206,00 €	2.792.700,00 €
		<i>Actividades de desarrollo y otros servicios de tramitación</i>	35.728,00 €	16.077.600,00 €
	Estudios ambientales		5.046,00 €	2.270.700,00 €
		<i>Estudios de fauna: bentónica, peces, mariscos, mamíferos y aves</i>	4.350,00 €	1.957.500,00 €
		<i>Estudios ambientales terrestres</i>	696,00 €	313.200,00 €
		<i>Estudios de impacto sobre las personas</i>	446,60 €	200.970,00 €
	Evaluación del recurso eólico y condiciones metoceanicas		4.060,00 €	1.827.000,00 €
		<i>Estructura</i>	2.030,00 €	913.500,00 €
		<i>Sensores</i>	522,00 €	234.900,00 €
		<i>Mantenimiento</i>	382,80 €	172.260,00 €
	Estudios geológicos e hidrográficos		5.452,00 €	2.453.400,00 €
		Estudios geofisicos	1.450,00 €	652.500,00 €
		Estudios geotécnicos	2.900,00 €	1.305.000,00 €
		Estudios hidrográficos	1.102,00 €	495.900,00 €

Ingeniería y consultoría	5.510,00 €	2.479.500,00 €
Gestión del proyecto	28.072,00 €	12.632.400,00 €
Aerogenerador	1.392.000,00 €	626.400.000,00 €
<i>Góndola</i>	904.800,00 €	407.160.000,00 €
<i>Rotor</i>	394.400,00 €	177.480.000,00 €
<i>Torre</i>	109.040,00 €	49.068.000,00 €
Balance de planta	1.276.000,00 €	574.200.000,00 €
Cable inter-array	88.160,00 €	39.672.000,00 €
Cable de exportación	156.600,00 €	140.940.000,00 €
<i>Accesorios de cable</i>	20.880,00 €	9.396.000,00 €
Cimentación del aerogenerador	243.600,00 €	109.620.000,00 €
<i>Monopilote</i>	154.280,00 €	69.426.000,00 €
<i>Pieza de transición</i>	71.920,00 €	32.364.000,00 €
<i>Protección contra la corrosión</i>	16.240,00 €	7.308.000,00 €
<i>Protección contra socavación</i>	3.132,00 €	1.409.400,00 €
Subestación marina	278.400,00 €	125.280.000,00 €
<i>Sistemas auxiliares</i>	15.428,00 €	6.942.600,00 €
<i>Estructura superior / topside</i>	142.912,00 €	64.310.400,00 €
<i>Cimentación</i>	25.520,00 €	11.484.000,00 €
<i>Subestación terrestre</i>	51.040,00 €	22.968.000,00 €
<i>Sistema eléctrico</i>	35.728,00 €	16.077.600,00 €
<i>Edificios, accesos y seguridad</i>	15.080,00 €	6.786.000,00 €
Instalación y puesta en marcha	1.160.000,00 €	522.000.000,00 €
<i>Transporte de entrada</i>	100.920,00 €	45.414.000,00 €

Instalación de cimentaciones	191.400,00 €	86.130.000,00 €
<i>Buque de instalación de monopilotes</i>	87.000,00 €	39.150.000,00 €
<i>Buque de instalación de piezas de transición</i>	47.560,00 €	21.402.000,00 €
<i>Servicios técnicos</i>	1.160,00 €	522.000,00 €
<i>Puerto de acopio y preensamblaje</i>	12.064,00 €	5.428.800,00 €
<i>Otros</i>	42.920,00 €	19.314.000,00 €
Instalación de aerogeneradores	153.120,00 €	68.904.000,00 €
<i>Buque de instalación de aerogeneradores</i>	113.680,00 €	51.156.000,00 €
<i>Servicios técnicos</i>	8.120,00 €	3.654.000,00 €
<i>Puerto de acopio y preensamblaje</i>	10.672,00 €	4.802.400,00 €
<i>Otros</i>	19.720,00 €	8.874.000,00 €
Instalación de cables marinos	111.940,00 €	50.373.000,00 €
<i>Instalación del cable de exportación terrestre</i>	9.744,00 €	4.384.800,00 €
Instalación de la subestación marina	50.344,00 €	22.654.800,00 €
Construcción de la subestación terrestre	34.104,00 €	15.346.800,00 €
Logística offshore	15.080,00 €	6.786.000,00 €
<i>Apoyo marítimo</i>	6.960,00 €	3.132.000,00 €
<i>Coordinación marítima</i>	2.320,00 €	1.044.000,00 €
<i>Predicción meteorológica y datos metoceánicos</i>	696,00 €	313.200,00 €
<i>Seguridad y rescate marítimo</i>	5.104,00 €	2.296.800,00 €
Contingencias y seguros	397.880,00 €	179.046.000,00 €

Operación, mantenimiento y servicio anual		98.600,00 €	44.370.000,00 €
	<i>Puerto de operación, mantenimiento y servicio</i>	464,00 €	208.800,00 €
	Operaciones	35.960,00 €	16.182.000,00 €
	<i>Centro de control de operaciones</i>	1.508,00 €	678.600,00 €
	<i>Formación</i>	3.016,00 €	1.357.200,00 €
	<i>Logística terrestre</i>	1.508,00 €	678.600,00 €
	<i>Recursos técnicos terrestres y offshore</i>	7.656,00 €	3.445.200,00 €
	<i>Personal administrativo y de apoyo terrestre</i>	9.164,00 €	4.123.800,00 €
	<i>Seguro</i>	13.015,20 €	5.856.840,00 €
	<i>Logística offshore</i>	8.352,00 €	3.758.400,00 €
	Mantenimiento y servicio	54.520,00 €	24.534.000,00 €
	<i>Mantenimiento y servicio de aerogeneradores</i>	39.672,00 €	17.852.400,00 €
	<i>Mantenimiento y servicio del balance de planta</i>	13.456,00 €	6.055.200,00 €
	<i>Inspecciones reglamentarias</i>	1.160,00 €	522.000,00 €
Desmantelamiento		494.160,00 €	222.372.000,00 €
	<i>Desmantelamiento de aerogeneradores</i>	121.800,00 €	54.810.000,00 €
	<i>Desmantelamiento de cimentaciones</i>	153.120,00 €	68.904.000,00 €
	<i>Desmantelamiento de cables</i>	179.800,00 €	80.910.000,00 €
	<i>Desmantelamiento de subestaciones</i>	40.600,00 €	18.270.000,00 €

El importe del presupuesto general es de **MIL CUATROCIENTOS VEINTE MILLONES OCHOCIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL QUIMIENTOS EUROS**

Nota bibliográfica

- [1] H. L. Bryden, L. M. Beal, y L. M. Duncan, «Structure and Transport of the Agulhas Current and Its Temporal Variability», *J. Oceanogr.*, vol. 61, n.º 3, pp. 479-492, 2005, doi: 10.1007/s10872-005-0057-8.
- [2] Energy Council of South Africa, «Energy Council of South Africa Newsletter: November 2024». 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.energycouncil.org.za/wp-content/uploads/2025/01/Energy_Council_of_South_Africa_Newsletter_November_2024.pdf
- [3] Statistics South Africa, «A Breakdown of South Africa's Energy Mix». 8 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.statssa.gov.za/?p=19502>
- [4] International Electrotechnical Commission, *IEC 60228:2004 – Conductors of insulated cables*, 3.ª ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2004.
- [5] International Civil Aviation Organization, «International Civil Aviation Organization». Accedido: 9 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.icao.int/es>
- [6] H. C. Cawthra, F. H. Neumann, R. Uken, A. M. Smith, L. A. Guastella, y A. Yates, «Sedimentation on the narrow (8 km wide), oceanic current-influenced continental shelf off Durban, Kwazulu-Natal, South Africa», *Mar. Geol.*, vol. 323–325, pp. 107-122, 2012, doi: 10.1016/j.margeo.2012.08.001.
- [7] L. M. Beal y S. Elipot, «Broadening not strengthening of the Agulhas Current since the early 1990s», *Nature*, vol. 540, n.º 7634, pp. 570-573, 2016, doi: 10.1038/nature19853.
- [8] L. Wu, E. Sahlée, E. Nilsson, y A. Rutgersson, «A review of surface swell waves and their role in air–sea interactions», *Ocean Model.*, vol. 190, p. 102397, 2024, doi: 10.1016/j.ocemod.2024.102397.
- [9] Coast KZN, «Estuary Health and Conservation». 2026. Accedido: 9 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.coastkzn.co.za/estuaries/estuary-health-and-conservation/>
- [10] J. M. Fitchett, S. W. Grab, y H. Portwig, «Progressive delays in the timing of sardine migration in the southwest Indian Ocean», *South Afr. J. Sci.*, vol. 115, n.º 7/8, 2019, doi: 10.17159/sajs.2019/5887.
- [11] Eskom Holdings SOC Limited, «Transmission Generation Connection Capacity Assessment of the 2023 Transmission Network (GCCA 2023), Phase 2», Eskom Holdings SOC Limited, Report, 2023.
- [12] Vestas Wind Systems A/S, «V236-15.0 MW Offshore Wind Turbine – Product Specifications». 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>
- [13] The Wind Power, «Vestas V236/15.0 MW». 2025. Accedido: 9 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_1798_vestas_v236-15.0-mw.php
- [14] International Renewable Energy Agency, «Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects», International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. Accedido: 23 de

- junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf
- [15] S. Lumbreras y A. Ramos, «Offshore wind farm electrical design: A review», *Wind Energy*, vol. 16, n.º 3, pp. 459-473, 2013, doi: 10.1002/we.1498.
- [16] Iberdrola, «Los 10 términos más relevantes de la energía eólica marina». 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/generacion-electrica-power/energia-eolica-offshore/10-terminos-relevantes>
- [17] BVG Associates, «Guide to an Offshore Wind Farm», BVG Associates, Guía técnica, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/>
- [18] I. Katic, J. Højstrup, y N. O. Jensen, «A simple model for cluster efficiency», en *European Wind Energy Association Conference and Exhibition (EWEC)*, Rome, Italy, 1986, pp. 407-410.
- [19] N. O. Jensen, «A note on wind generator interaction», Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, Technical Report Risø-M-2411, 1983.
- [20] R. J. Urick, *Principles of Underwater Sound*, 3.ª ed. New York: McGraw-Hill, 1983.
- [21] S. Schlömer, T. Bruckner, L. Fulton, and others, «Annex III: Technology-specific cost and performance parameters», en *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the IPCC*, O. Edenhofer y others, Eds., Cambridge, UK and New York, USA: Cambridge University Press, 2014.

ANNUITY										
PRINCIPAL	1065,67	1046,68	1024,46	998,46	968,04	932,45	890,81	842,09	785,09	718,40
INTERESES DE LA DEUDA	-181,16	-177,94	-174,16	-169,74	-164,57	-158,52	-151,44	-143,16	-133,47	-122,13
PAGO	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16
PAGO DEL PRINCIPAL	-18,99	-22,22	-26,00	-30,42	-35,59	-41,64	-48,72	-57,00	-66,69	-78,03

Revenue growth	Operating Costs Growth	SA Corporate TAX	Corporative Debt Interest Rate
3%	3,5%	27%	17,0%

P&L EN MILLONES DE EUROS

year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Revenue	388,20	399,84	411,84	424,20	436,92	450,03	463,53	477,44	491,76	506,51
Operating Costs (OPEX)	-1,00	-1,04	-1,07	-1,11	-1,15	-1,19	-1,23	-1,27	-1,32	-1,36
EBITDA	387,20	398,81	410,77	423,09	435,77	448,84	462,30	476,16	490,44	505,15
Depreciation (vida útil 50 años)	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84
EBIT	330,36	341,97	353,93	366,25	378,94	392,01	405,46	419,33	433,61	448,31
Interest Expense	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16
Profit Before Tax	130,21	141,82	153,78	166,09	178,78	191,85	205,31	219,17	233,45	248,16
Taxes (0% assumed early phase)		-38,29	-41,52	-44,85	-48,27	-51,80	-55,43	-59,18	-63,03	-67,00
NET INCOME	130,21	103,53	112,26	121,25	130,51	140,05	149,87	159,99	170,42	181,15

ROE	36,65%	29,14%	31,60%	34,13%	36,74%	39,43%	42,19%	45,04%	47,97%	51,00%
ROI (beneficio/capex)	9,16%	7,29%	7,90%	8,53%	9,19%	9,86%	10,55%	11,26%	11,99%	12,75%

ROE/IRR vs. wacc	284,45%	226,16%	245,24%	264,88%	285,11%	305,95%	327,42%	349,52%	372,29%	395,75%
ROI/IRR vs. wacc	71,11%	56,54%	61,31%	66,22%	71,28%	76,49%	81,85%	87,38%	93,07%	98,94%

IRR										
FREE CASH FLOW (no depreciación)		187,04	160,36	169,09	178,08	187,35	196,89	206,71	216,83	227,25
CASH FLOW EQUITY	-1420,90	-1233,86	-1073,49	-904,40	-726,32	-538,97	-342,09	-135,38	81,46	308,71

NPV (CAPM, equity 25 años) 1.327,54 €

NPV (IRR comprobación) 1.420,90 €

CASH FLOW FOR DEBT		387,20	360,52	369,25	378,24	387,50	397,04	406,87	416,99	427,41
DCSR		1,93	1,80	1,84	1,89	1,94	1,98	2,03	2,08	2,14

Mimimum DCSR	1,801
Delay year 1	1,964

640,37	549,08	442,26	317,29	171,07	
-108,86	-93,34	-75,18	-53,94	-29,08	
-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	
-91,29	-106,81	-124,97	-146,22	-171,07	-1065,67

CAPM	wacc	IRR
13,02%	12,56%	12,89%

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
521,71	537,36	553,48	570,08	587,19	604,80	622,95	641,63	660,88	680,71	701,13 €	722,16 €	743,83 €
-1,41	-1,46	-1,51	-1,56	-1,62	-1,68	-1,73	-1,79	-1,86	-1,92	-1,99 €	-2,06 €	-2,13 €
520,30	535,90	551,97	568,52	585,57	603,13	621,21	639,84	659,03	678,79	699,14 €	720,10 €	741,70 €
-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84	-56,84
463,46	479,06	495,13	511,68	528,73	546,29	564,38	583,00	602,19	621,95	642,3045804	663,2688458	684,8616911
-200,16	-200,16	-200,16	-200,16	-200,16								
263,30	278,91	294,97	311,53	328,57	546,29	564,38	583,00	602,19	621,95	642,3045804	663,2688458	684,8616911
-71,09	-75,30	-79,64	-84,11	-88,71	-147,50	-152,38	-157,41	-162,59	-167,93	-173,4222367	-179,0825884	-184,9126566
192,21	203,60	215,33	227,41	239,86	398,79	411,99	425,59	439,60	454,02	468,8823437	484,1862575	499,9490345

54,11%	57,32%	60,62%	64,02%	67,52%	112,26%	115,98%	119,81%	123,75%	127,81%	132,00%	136,30%	140,74%
13,53%	14,33%	15,15%	16,00%	16,88%	28,07%	29,00%	29,95%	30,94%	31,95%	33,00%	34,08%	35,19%

419,90%	444,79%	470,41%	496,81%	523,99%	871,20%	900,04%	929,75%	960,34%	991,86%	1024,32%	1057,75%	1092,19%
104,98%	111,20%	117,60%	124,20%	131,00%	217,80%	225,01%	232,44%	240,09%	247,96%	256,08%	264,44%	273,05%

237,99	249,05	260,44	272,17	284,25	296,69	455,63	468,83	482,43	496,43	510,86	525,72	541,02
546,70	795,75	1056,18	1328,35	1612,60	1909,29	2364,92	2833,75	3316,18	3812,61	4323,47	4849,19	5390,21

438,15	449,20	460,59	472,32	484,41	296,69	455,63	468,83	482,43	496,43	510,86	525,72	541,02
2,19	2,24	2,30	2,36	2,42								

24	25
766,14 €	789,13 €
-2,21 €	-2,28 €
763,94 €	786,84 €
-56,84	-56,84
707,1019612	730,00907
707,1019612	730,00907
-190,9175295	-197,10245
516,1844317	532,90662

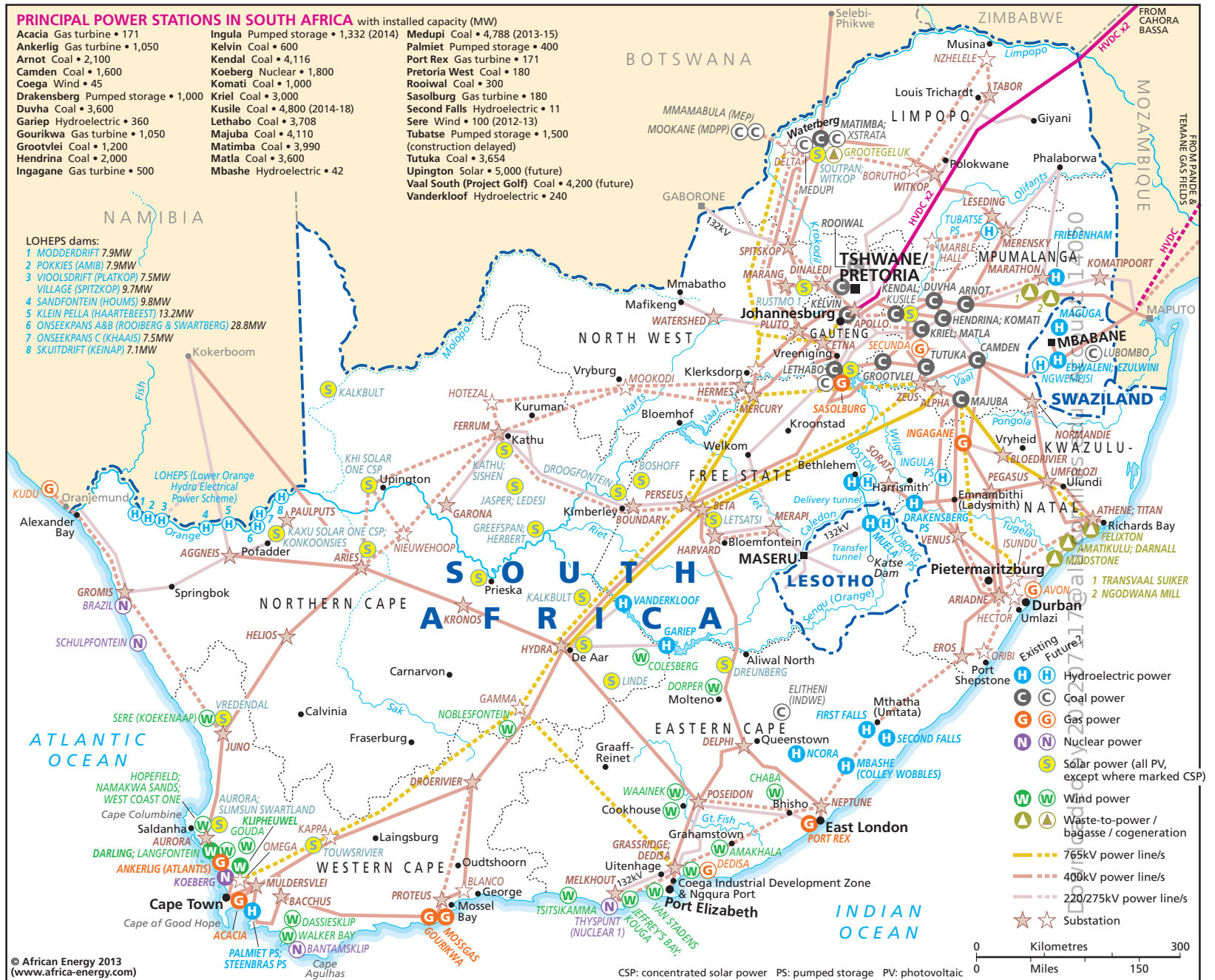
145,31%	150,02%
36,33%	37,50%

1127,65%	1164,19%
281,91%	291,05%

556,78	573,02
5947,00	6520,02

556,78	573,02

South Africa's electricity supply infrastructure



**AFRICAN
ENERGY**

OIL • GAS • POWER • POLITICS & FINANCE

www.africa-energy.com



XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

CONTENT

XLPE Submarine Cable Systems

- Current rating for XLPE submarine cable systems 3
 - Current rating for three-core cables 3
 - Current rating for single-core cables 4
- Technical data for XLPE submarine cable systems..... 5
 - Single-core cables with lead sheath 5
 - Three-core cables with copper wire screen 6
 - Three-core cables with lead sheath..... 7

To make sure you have the latest version of this brochure,
have a look at www.abb.com/cables

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure “XLPE Land Cable Systems - User’s guide”.

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Current rating for single-core submarine cables

Table 35

Cross section Cu conductor	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Table 36

Cross section Cu conductor	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Note 1: Calculations were performed assuming single layer of 5 mm copper armour wire.

Note 2: Aluminium cables (conductor made of aluminum and armouring made of aluminium alloy) will have a rating of 75 to 80 % for the same conductor area.

Note 3: The rating data given in the above tables should be regarded as indicative only.

Note 4: Cross sections larger than 1000 mm² can be offered on request.

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Single-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance ● ● ●
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 37

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	111.0	19.1	29.3	0.14	5.8	1.42
630	29.8	23.0	79.2	3.0	112.8	20.0	31.2	0.16	6.4	1.40
800	33.7	23.0	83.1	3.1	117.5	21.9	34.5	0.17	6.9	1.37
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	121.9	23.5	37.7	0.19	7.4	1.35
1200	41.2	23.0	90.6	3.1	125.2	24.8	40.4	0.20	7.8	1.33
1400	44.4	23.0	93.8	3.1	128.6	26.1	43.2	0.21	8.2	1.32
1600	47.4	23.0	96.8	3.1	131.8	27.5	46.0	0.22	8.6	1.31

Table 38

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	3.0	115.2	20.5	31.1	0.14	6.8	1.42
630	29.8	24.0	81.2	3.0	114.8	20.6	31.8	0.16	7.7	1.40
800	33.7	24.0	85.1	3.1	119.5	22.5	35.2	0.17	8.3	1.37
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	123.9	24.1	38.4	0.18	9.0	1.35
1200	41.2	24.0	92.6	3.1	127.4	25.5	41.6	0.19	9.5	1.33
1400	44.4	24.0	95.8	3.1	130.6	26.8	44.4	0.20	10.0	1.32
1600	47.4	24.0	98.8	3.1	133.8	28.1	47.2	0.21	10.4	1.31

Table 39

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (Um = 362 kV)										
630	29.8	28.0	89.2	3.1	123.4	23.3	35.2	0.14	8.8	1.40
800	33.7	27.0	91.1	3.1	125.9	24.3	37.5	0.15	9.7	1.37
1000	37.9	26.0	93.3	3.1	128.1	25.3	39.9	0.17	10.7	1.35
1200	41.2	25.0	94.6	3.1	129.4	26.1	42.0	0.18	11.1	1.33
1400	44.4	25.0	97.8	3.1	132.8	27.4	44.9	0.19	11.6	1.32
1600	47.4	25.0	100.8	3.1	135.8	28.7	47.7	0.20	12.1	1.31

Table 40

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (Um = 420 kV)										
630	29.8	32.0	98.2	3.1	132.8	26.1	38.8	0.13	9.6	1.40
800	33.7	30.0	98.1	3.1	133.1	26.5	40.2	0.15	10.7	1.37
1000	37.9	29.0	100.3	3.1	135.3	27.5	42.6	0.16	11.7	1.35
1200	41.2	27.0	99.6	3.1	134.6	27.7	44.0	0.18	12.9	1.33
1400	44.4	27.0	102.8	3.1	138.0	29.0	46.9	0.19	13.5	1.32
1600	47.4	27.0	105.8	3.1	141.0	30.4	49.7	0.19	14.1	1.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)										
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0	0.47
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4	0.44
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3	0.40
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6	0.38
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1	0.37
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.36
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1	0.35

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)										
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1	0.42
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.38
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7	0.37
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.36

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0	0.39

Notes

[illegible]

Notes

[illegible]

Contact us

**ABB's high voltage cable unit in
Sweden**

Phone: +46 455 556 00

Fax: +46 455 556 55

E-Mail: sehvc@se.abb.com

www.abb.com/cables