Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

Trabajo Fin de Grado

Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos

Autor:

Alonso de Miguel Quintana Quintana

Tutores:

Guillermo Manuel Álamo Meneses

Román Quevedo Reina

Curso 2024-2025

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Curso 2024-2025

Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos

Autor:

Alonso de Miguel Quintana Quintana

Firma del autor:

Firma del tutor:	Firma del tutor:

Las Palmas de Gran Canaria, julio de 2025.

Agradecimientos

Antes de adentrarse en la lectura de este documento, considero necesario detenerme un momento para agradecer a todas las personas que han estado presentes y han contribuido, de una forma u otra, a lo largo de este camino.

En primer lugar, quiero agradecer profundamente a mis tutores, Guillermo M. Álamo Meneses y Román Quevedo Reina, por la confianza que han depositado en mí desde el inicio de este proyecto. Su acompañamiento ha sido mucho más que una guía académica. Ha sido un respaldo constante, paciente y cercano que me ha permitido avanzar con seguridad. Gracias por su disponibilidad, por sus consejos y por alentarme a dar siempre un paso más. Sin su orientación y apoyo, este trabajo no habría alcanzado el nivel que hoy presenta.

A mi familia y amigos, mi más sincero agradecimiento por su apoyo incondicional. Han estado ahí en cada logro y en cada tropiezo, ofreciendo siempre amor sin medida. Gracias por creer en mí incluso cuando yo mismo dudaba.

Quiero dedicar un agradecimiento especial a mi padre. No solo por acompañarme y apoyarme durante estos años, sino por ser, día tras día, un ejemplo a seguir. Me has enseñado con tu actitud, más que con palabras, lo que significa ser una buena persona. Espero que, con el tiempo, pueda llegar a ser al menos la mitad de lo que tú eres como ser humano. Este logro académico es también un homenaje a todo lo que me has enseñado, muchas veces sin pretenderlo.

A todos ustedes, gracias por ser parte de este camino.

Este trabajo se encuentra en el ámbito de los objetivos del proyecto PID2023-151635OB-I00, financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y Universidades y la Agencia Estatal de Investigación de España (MCIU /AEI /10.13039/501100011033) y FEDER/EU.

RESUMEN

Título: Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos.

Autor: Alonso de Miguel Quintana Quintana.

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Román Quevedo Reina.

Titulación: Grado en Ingeniería en Organización Industrial.

Nº Expediente: 4027-2024-0021.

Introducción

La generación eólica marina ha adquirido un papel relevante y se ha consolidado como una de las tecnologías clave para avanzar hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado. Su desarrollo responde a la necesidad de aprovechar los recursos eólicos de zonas marítimas, que presentan velocidades de viento más constantes y elevadas que en tierra firme, permitiendo así una generación más eficiente de energía eléctrica, con menor impacto visual y acústico. La expansión hacia aguas profundas ha hecho emerger nuevas soluciones estructurales para cimentar los aerogeneradores, entre las que destacan las estructuras de soporte tipo jacket, originadas en la industria del petróleo y el gas, que han sido adaptadas a las exigencias de la generación eléctrica renovable en el mar.

Estas estructuras, formadas por celosías de acero interconectadas, se enfrentan a retos significativos en cuanto a diseño, fabricación e instalación, siendo el coste de fabricación uno de los principales factores condicionantes. La necesidad de optimizar sus costes de producción, teniendo en cuenta no solo la cantidad de material, sino también aspectos como las uniones soldadas, el transporte y el anclaje al lecho marino, resulta esencial para garantizar la viabilidad económica de los futuros parques eólicos marinos, especialmente en localizaciones como las Islas Canarias, donde la profundidad y las condiciones ambientales demandan soluciones técnicas avanzadas.

El impulso a este tipo de infraestructuras se enmarca también en las estrategias internacionales de sostenibilidad, como el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 de la Agenda 2030, que promueve el acceso a una energía asequible y no contaminante. La evolución tecnológica del sector ha estado marcada por el aumento en el tamaño de los aerogeneradores, la mejora de las infraestructuras logísticas y portuarias, y el desarrollo de nuevas configuraciones estructurales, como las plataformas flotantes o los sistemas tipo jacket, capaces de operar en profundidades superiores a los 30 metros, donde otro tipo de soluciones estructurales, como las monopilotadas, dejan de ser viables técnica y económicamente.

En Europa, la potencia instalada en instalaciones eólicas marinas se sitúa en 37 GW al finalizar el año 2024, con previsiones de crecimiento acelerado hasta los 60 GW en 2030 y 300 GW en 2050. En España, el desarrollo ha sido más incipiente, pero se han dado pasos clave con la aprobación de los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM) y la identificación de zonas aptas para el despliegue de parques eólicos marinos. En Canarias, proyectos como la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) abren oportunidades para evaluar soluciones adaptadas al entorno insular.

Desde el punto de vista técnico, existen diversas soluciones estructurales según la profundidad y características del lecho marino. Entre las fijas destacan las cimentaciones por gravedad, los monopilotes, los trípodes, los tripilotes y las jackets, mientras que para grandes profundidades se emplean estructuras flotantes como *spar buoys*, *barges*, semi-sumergibles o plataformas tensionadas (TLP). Cada tipología presenta ventajas y limitaciones en términos de coste, rigidez, complejidad de instalación y adaptabilidad al terreno, siendo el criterio diferenciador clave entre estas tecnologías la profundidad de operación.

En el caso particular de este trabajo, se estudiarán estructuras de soporte tipo jacket, utilizadas como cimentación fija para aerogeneradores marinos en aguas de profundidad intermedia o elevada. Estas estructuras están formadas por un entramado tubular de acero, compuesto por varios apoyos verticales y elementos de arriostramiento, que se anclan al lecho marino mediante pilotes. Aunque su diseño puede variar en función del emplazamiento y de las cargas a las que se vean sometidas, su uso resulta especialmente adecuado en profundidades que superan los 30 metros.

El objetivo del presente estudio es analizar el proceso constructivo de los jackets para identificar aquellas partidas que tienen mayor incidencia en su coste, tanto en términos de materiales como de procesos de fabricación (soldaduras, ensamblaje y protección

anticorrosiva) e instalación en el mar. A partir de este análisis, se plantea el desarrollo de una función de estimación de costes que permita predecir, en fases tempranas del diseño, el impacto económico asociado a distintas configuraciones estructurales. Esta herramienta está orientada a facilitar la toma de decisiones técnicas y económicas, especialmente en escenarios donde se evalúan múltiples alternativas y aún no se dispone de un presupuesto detallado.

Desde el punto de vista de su geometría, las jackets se componen de varios elementos estructurales diferenciados, como los apoyos principales, comúnmente denominado patas, los arriostramientos o brazos, los nudos de unión y los pilotes de anclaje, cuya disposición y cantidad influyen de manera directa en el coste total del conjunto. Así mismo, su construcción requiere numerosas operaciones de soldadura, ensayos de control de calidad y aplicación de sistemas de protección frente al ambiente marino, todos ellos factores clave a tener en cuenta en la función de estimación propuesta.

Estudio del proceso productivo de las estructuras tipo jacket

Las estructuras de soporte tipo jacket requieren un proceso de fabricación y ensamblaje detallado, desde la transformación de las materias primas en componentes estructurales hasta su montaje final en el astillero. Los costes de fabricación representan una parte significativa del coste total de capital (CAPEX), oscilando entre el 15% y el 25% del mismo, dependiendo de la profundidad del agua, el tipo de subestructura y las dimensiones del parque eólico.

La fabricación de estas subestructuras se basa principalmente en acero estructural, que debe cumplir con criterios específicos de resistencia, ductilidad, tenacidad y resistencia a la fatiga, dadas las cargas dinámicas del entorno marino. Las normativas como UNE-EN 10025 (o UNE-EN 10225 para aceros soldables marinos) y los estándares de DNV GL Group (DNVGL-OS-B101) establecen la designación y propiedades del acero. El acero estructural de alta resistencia de la familia S355 (con un límite elástico mínimo de aproximadamente 355 MPa) es el material predominante, aunque se recomiendan grados superiores como S420 y S460 para partes críticas expuestas a altas cargas cíclicas y entornos corrosivos.

Los perfiles tubulares de acero que componen los elementos de la estructura de soporte (patas, arriostramientos o brazos y pilotes) se fabrican con procesos de fabricación distintos según sus dimensiones. Aquellos elementos que tienen perfiles tubulares de gran diámetro (por encima de las dimensiones normalizadas) se fabrican a partir de chapas o

bobinas de acero laminadas que se cortan y curvan en prensas o rodillos para formar cilindros, los cuales se unen entre sí mediante soldaduras circunferenciales hasta formar el perfil del tamaño deseado. Para los elementos que tienen diámetros más pequeños (normalmente dentro de las dimensiones normalizadas), los tubos pueden ser sin costura (partiendo de tochos de acero macizo calentados y punzonados) o con costura (a partir de planchas o bobinas que se curvan y sueldan longitudinalmente, o en espiral). Las dimensiones estandarizadas de los perfiles tubulares conformados en caliente para aplicaciones marinas se rigen por las normas UNE-EN 10210. Se estima un coste de 1,97€ por kilogramo de acero empleado en perfiles tubulares normalizados y un sobrecoste del 20% para los tubos fabricados bajo demanda (dimensiones no estandarizadas).

Las uniones soldadas son cruciales en la fabricación de las estructuras tipo jacket. Estas uniones pueden ser en T, K, Y, X o combinaciones de estas. Se permiten soldaduras de penetración completa para uniones críticas, parcial para conexiones menos críticas y en ángulo (o filete) para elementos secundarios. El diseño debe asegurar buena accesibilidad, ángulos de bisel adecuados y transiciones suaves para reducir tensiones y facilitar inspecciones. Las principales técnicas de soldadura empleadas para estructuras de acero para aplicaciones marinas son: SMAW (manual, adaptable), FCAW (alta velocidad de deposición), SAW (automatizada, alta calidad, para materiales gruesos), GMAW/MIG-MAG (buen acabado, para taller) y GTAW/TIG (alta calidad, precisa). Todas las soldaduras deben someterse a inspecciones visuales exhaustivas, complementadas con pruebas no destructivas (END) como ultrasonidos (UT), partículas magnéticas (PM) o radiografías (RD), cuyo porcentaje depende de la criticidad estructural. Los costes estimados de inspección visual son de 11,42 € por unidad. Los ensayos no destructivos tienen costes unitarios que varían según la base de datos de referencia, por ejemplo, la radiografía puede variar entre 50,27 € y 62,71 €, y las partículas magnéticas o ultrasonidos entre 36,11 € y 41,37 €. La mano de obra de soldadores cualificados es esencial, con un coste estimado de 23,41 €/hora para un oficial de primera. La maquinaria y elementos auxiliares de soldadura tienen costes diarios que varían, con un equipo de soldadura eléctrica simple costando 3,42 €/hora.

El ensamblaje final de la estructura se realiza en tierra, en el astillero o puertos cercanos. Este proceso implica montajes parciales de grandes módulos para reducir el trabajo de soldadura con la estructura izada. En este estudio, se identifican tres estrategias de ensamblaje principales:

- Estrategia A (clásica): Busca reducir el peso del jacket, pudiendo emplear espesores reducidos en tirantes y patas adyacentes, lo que implica un considerable trabajo de soldadura debido a las numerosas transiciones de espesores.
- Estrategia B: Su objetivo es reducir el número de soldaduras y elementos tubulares para disminuir los costes de ensamblaje, aunque esto conlleva un aumento en la masa total de la estructura debido a espesores de pared elevados. Se asume que todas las soldaduras se realizan manualmente.
- Estrategia C: Similar a la estrategia A, pero asume la prefabricación de uniones tubulares con soldadura automatizada o nodos de fundición, lo que reduce costes en comparación con los nodos soldados manualmente.

Las proporciones usuales de costes de cada partida dentro de la fabricación varían según la estrategia. Por ejemplo, en la estrategia A, el material representa el 15%, soldaduras el 23%, ensamblaje el 53% y recubrimientos el 9%. En la estrategia B, el material representa el 34%, soldaduras el 14%, ensamblaje el 43% y recubrimientos el 9%.

La protección frente a la corrosión es vital para prolongar la vida útil de las estructuras. Los estándares de DNV GL Group (DNVGL-RP-0416 y DNVGL-RP-B401) rigen la protección anticorrosiva y la protección catódica, respectivamente. La estructura se divide en zonas de exposición (atmosférica, salpicaduras y mareas, sumergida y enterrada), cada una con requisitos específicos de recubrimiento y espesores nominales de película seca (ENPS). La preparación de la superficie mediante granallado es fundamental para la adherencia de la imprimación, con un coste estimado de 14,26 €/m².

Los sistemas de pintura orgánica multicapa (epoxi/poliuretano) son comunes, creando una barrera impermeable. Se aplica una imprimación epoxi rica en zinc, seguida de capas intermedias de epoxi y una capa final de poliuretano alifático para protección UV y visibilidad. El coste estimado de imprimación epóxica (dos componentes) es de 23,10 €/m² y el de poliuretano alifático es de 12,02 €/m².

La protección catódica (PC) es indispensable bajo el agua y complementa o sustituye los recubrimientos. Hay dos métodos principales:

- Ánodos de sacrificio (GACP): Metales más activos (zinc o aluminio) se corroen en lugar del acero a proteger, creando una corriente eléctrica. El estándar DNV-RP-B401 define cómo calcular la masa total de ánodos necesaria, considerando la superficie de acero expuesta, el deterioro del recubrimiento y la capacidad electroquímica del ánodo. El coste estimado de los ánodos de sacrificio es de aproximadamente 5 €/kg.

- Protección catódica por corriente impresa (ICCP): Utiliza una fuente de corriente continua externa y ánodos inertes para una protección precisa y controlada, común en estructuras monopilotadas.

La fase de transporte e instalación de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos es una etapa crítica y costosa del proyecto. Involucra el traslado de las estructuras desde los puertos de fabricación, o puerto base de operaciones, hasta su ubicación final en el mar y su posterior anclaje al lecho marino. La selección del método más eficiente está influenciada por factores como la dimensión y el peso de la estructura, la distancia a recorrer, las condiciones meteorológicas y la disponibilidad de embarcaciones, todos los cuales impactan directamente en los costes totales.

Para el transporte marítimo, se emplean diversas embarcaciones con diferentes capacidades y costes diarios. Las barcazas arrastradas por remolcadores son una opción de bajo coste y alta disponibilidad, ideal para distancias cortas o moderadas, pero muy sensibles a las condiciones meteorológicas. Las barcazas autopropulsadas con grúa (tipo *Sheer Leg* o *Derrick*) se utilizan principalmente como apoyo logístico para el izado y manipulación de cargas en el mar. Los buques de cubierta abierta (*Deck Carriers*) son especializados en el transporte de estructuras grandes y pesadas, ofreciendo versatilidad para llevar múltiples estructuras en un solo viaje, aunque requieren grúas externas para carga y descarga. Los buques de carga pesada (*Heavy Lift Vessels, HLV*) son similares a los *Deck Carriers*, pero cuentan con sus propias grúas, siendo empleados mayormente para operaciones de instalación. Los buques grúa autoelevables (*Jack-up Crane Vessels, JUVs*), cuya función principal es la instalación al elevarse sobre el lecho marino para mayor estabilidad. Finalmente, los buques grúa semisumergibles son embarcaciones muy especializadas con grúas de gran capacidad (miles a decenas de miles de toneladas) que pueden sumergir parte de su estructura para una mayor estabilidad durante el izado en alta mar; su flota es limitada. Los costes diarios de alquiler de estas embarcaciones varían significativamente, desde 1.000-10.000 € para remolcadores hasta 268.000-450.000 € para buques grúa semisumergibles.

La instalación de los jackets es una fase compleja que exige alta precisión y está fuertemente condicionada por factores ambientales como las condiciones meteorológicas y el estado del mar. Existen dos estrategias principales de transporte e instalación: la integrada, donde el mismo buque de carga pesada transporta e instala las estructuras; y la de alimentadores (*feeders*), donde un buque de instalación dedicado recibe las estructuras transportadas por barcazas o buques de cubierta abierta, siendo esta última más sensible a las condiciones meteorológicas debido a las operaciones de transferencia en alta mar.

Los métodos de anclaje al lecho marino se seleccionan según las características geotécnicas del suelo y la profundidad. El pre-hincado de pilotes (*pre-piling*) implica hincar los pilotes en el lecho marino antes de colocar la subestructura, usando una plantilla guía para precisión. Una vez hincados, la subestructura se encaja sobre los pilotes mediante *stab-ins* y se fija con *grouting* (mortero) o *swaging* (deformación plástica). Este método permite dividir la instalación en fases, facilita el trabajo con ventanas meteorológicas cortas y puede reducir el peso de la estructura. En suelos muy duros, se recurre a la instalación mediante perforado (drilled piles), que es más lenta y costosa. Por otro lado, el post-pilotado consiste en colocar primero el jacket y luego hincar los pilotes a través de la propia estructura o de manguitos guía (*sleeve piles*) soldados a las patas, fijándolos de igual manera con *grouting* o *swaging*. Los pilotes hincados (*driven piles*) generan ruido submarino, lo que requiere medidas de mitigación. La hinca por vibración es una alternativa para reducir el ruido, aunque su efectividad depende del suelo. Los *sleeve piles* son comunes en subestaciones de transformación marinas. Por último, las cimentaciones con vasos de succión (*suction buckets*) utilizan cilindros de acero que se incrustan en el lecho marino mediante presión negativa, formando *suction bucket jackets* (SBJ). Esta técnica es relativamente sencilla, rápida y silenciosa, reduciendo el ruido submarino y facilitando el desmantelamiento. Sin embargo, requiere suelos blandos y homogéneos, no siendo viable en lechos rocosos. Ørsted ha implementado exitosamente esta tecnología en parques como Borkum Riffgrund 2.

Estudio de una función de estimación de costes

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se plantea una función de estimación costes de la estructura (C_{total}) que se desglosa en seis componentes principales, asociado a las siguientes partidas: costes de material (c_1), costes de soldadura (c_2), costes de protección frente a la corrosión (c_3), costes de ensamblaje (c_4), costes de transporte (c_5) y costes de instalación (c_6). La metodología propuesta se centra en aquellas partidas que dependen directamente de las variables de diseño de la estructura, omitiendo en este caso los costes de transporte por considerarse costes fijos y dependientes del diseño del parque eólico, no del diseño de la estructura en sí.

Los costes de material (c_1) se estiman principalmente a partir del peso total de la estructura, multiplicando la masa del jacket por el coste unitario del acero. Sin embargo, para una mayor precisión, la función distingue entre el volumen (y, por ende, la masa) de perfiles tubulares normalizados y los perfiles tubulares fabricados bajo demanda, ya que

estos últimos conllevan un sobrecoste del asumido del 20%. La clasificación entre perfiles normalizados y bajo demanda se realiza mediante una interpolación de los diámetros y espesores nominales establecidos por normativas como la UNE-EN 10210.

Para los costes de soldadura (c_2), la función los divide en tres subcomponentes: mano de obra y maquinaria ($c_{2,\mathrm{RS}}$), inspecciones visuales ($c_{2,\mathrm{INV}}$) y ensayos no destructivos ($c_{2,\mathrm{END}}$). Los costes de mano de obra y maquinaria se calculan en función del volumen de soldadura y un coeficiente que relaciona el tiempo de soldadura con el volumen, afectado por la tasa de deposición del material y la densidad del material depositado. La longitud de la soldadura se distingue entre uniones circulares (X-X) y uniones en ángulo (X-Y), que tienen longitudes de cordón diferentes (la primera se aproxima a una circunferencia y la segunda se aproxima a la elipse proyectada). En el estudio, se estima que todas las uniones soldadas se realizan con soldadura MIG/MAG. Las inspecciones visuales son obligatorias para la totalidad de las soldaduras. Los ensayos no destructivos (END), como partículas magnéticas (PM), radiografía (RD) y ultrasonido (UT), se asumen al 100% para todas las soldaduras, clasificándolas en la Categoría I (Especial/Esencial) debido a su impacto crítico en la integridad del sistema estructural. El número de uniones soldadas varía significativamente según la estrategia de ensamblaje (A o B), lo que impacta directamente en los costes de soldadura.

Los costes de protección frente a la corrosión (c_3) se componen de la preparación de la superficie ($c_{3,\mathrm{P}}$), el recubrimiento ($c_{3,\mathrm{R}}$) y la protección catódica ($c_{3,\mathrm{PC}}$). La preparación de la superficie, que implica granallado, se calcula por metro cuadrado de superficie total de la estructura. Los costes de recubrimiento (pintura) se determinan en función de las zonas de exposición (atmosférica, salpicaduras/mareas y sumergida/enterrada), aplicando diferentes sistemas de pintura (epoxi/poliuretano multicapa) y espesores nominales de película seca según las recomendaciones. La protección catódica (PC) se calcula para las zonas sumergidas, estimando la masa necesaria de ánodos de sacrificio basándose en los cálculos recogidos en los estándares consultados. La metalización por aspersión térmica (TSA) no se incluye en la función de costes debido a la falta de datos específicos y su limitada superficie de aplicación en la subestructura jacket.

Los costes de ensamblaje (c_4) son complejos de cuantificar directamente. Por ello, se estiman como una proporción ponderada (λ) de los costes de material, soldadura y protección anticorrosiva, donde el factor de ponderación varía según la estrategia de ensamblaje empleada (Estrategia A o B, mencionadas anteriormente).

Finalmente, los costes de instalación (c_6) se estiman a partir del coste diario de alquiler de la embarcación de instalación (se considera el uso de un buque grúa autoelevable) y el tiempo total de operación, que incluye fases fijas (instalación fija) y variables (dependiente del número de patas de la estructura), ajustadas por un factor de corrección meteorológica.

Definición del problema de estudio

El estudio se basa en un caso de aplicación que utiliza datos de un proceso previo de optimización de masa realizado por Quevedo et al. (2024), el cual generó 135 configuraciones de jackets que cumplen con los requisitos técnicos y estructurales. Las variables de diseño consideradas para caracterizar la estructura incluyen la altura del jacket, las dimensiones de los pilotes (longitud, diámetro, espesor), y las separaciones en la base y la cima. Además, se incluyen variables discretas como el número de patas (3, 4 o 5) y el número de niveles de arriostramiento (entre 2 y 10, ambos incluidos). También se contempla la variación del diámetro y espesor de las patas por nivel, y la uniformidad de la sección transversal de los arriostramientos dentro de cada nivel.

Para la implementación, se desarrollaron dos programas en MATLAB para calcular los costes para el conjunto de jackets, tomando como entrada las variables de diseño y las constantes preconfiguradas. Este proceso incluye el cálculo detallado de las geometrías de la estructura, como longitudes de patas y brazos, y los ángulos de inclinación. Finalmente, el programa genera tablas con la masa total y los costes parciales y totales para cada estrategia de fabricación (A y B), además de diversas gráficas para visualizar y analizar los resultados.

Conclusiones y propuestas de mejora

Se realiza un análisis de los resultados obtenidos de la función de estimación de costes, destacando que la estrategia de ensamblaje B resulta más eficiente económicamente que la estrategia A. La investigación confirma que el coste total de las estructuras tipo jacket está dominado principalmente por su masa. Sin embargo, factores de diseño específicos, como el número de niveles de arriostramiento y de patas, también ejercen una influencia significativa en el coste. Se observó una correlación positiva entre el número de niveles de arriostramiento y número de niveles, y el coste por kilogramo, atribuido al aumento de soldaduras. Sorprendentemente, las configuraciones con cinco patas mostraron un coste unitario por masa inferior, lo que se comprobó que se debe a un

mayor uso de perfiles normalizados, y por ende, más económicos. Esto resalta que la incorporación de perfiles de bajo coste desde la fase de diseño puede ser un factor crucial para optimizar los costes sin comprometer la estabilidad estructural.

En cuanto a las conclusiones del trabajo, se afirma que el objetivo de desarrollar una función de estimación de costes para el prediseño de estructuras jacket se logró satisfactoriamente. Este proceso implicó una profunda revisión de la tipología estructural y los requisitos técnicos, así como un análisis detallado de las etapas constructivas clave, incluyendo fabricación, ensamblaje, transporte marítimo e instalación. Un desafío notable fue la escasez de datos oficiales sobre precios unitarios, lo que requirió la implementación de estrategias alternativas para la estimación. La función de costes propuesta se diseñó para ser utilizada directamente en las fases de prediseño, integrándose con las variables de diseño y permitiendo la evaluación de múltiples configuraciones mediante su implementación en MATLAB.

Finalmente, se plantean dos vías para el desarrollo futuro. La primera sugiere incorporar la restricción de utilizar tubos normalizados en la etapa de cálculo de secciones durante la optimización de masa de las estructuras jacket. Esto no solo reduciría los costes, sino que también aseguraría una mayor viabilidad de fabricación al alinear el diseño con los perfiles disponibles en el mercado. La segunda línea propone llevar a cabo un estudio de sensibilidad de la función de costes respecto a sus variables de entrada, lo cual permitiría identificar los parámetros con mayor impacto en el coste final y establecer rangos de diseño óptimos que garanticen la viabilidad técnica y económica de las estructuras.

ABSTRACT

Title: Study of a cost estimation function for jacket-type support structures for offshore wind turbines

Author: Alonso de Miguel Quintana Quintana.

Supervisors: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Román Quevedo Reina.

University degree: Degree in Industrial Organisation Engineering.

File No.: 4027-2024-0021.

Background

Offshore wind energy has become a key component in the transition to a sustainable and decarbonized energy model. This growth is driven by the need to harness the stronger and more consistent wind resources found at sea, which enable more efficient electricity generation with reduced visual and acoustic impact compared to onshore installations. As the industry expands into deeper waters, new structural solutions have emerged, notably the jacket-type support structures. Originally developed for the oil and gas sector, these steel lattice frameworks have been adapted for offshore renewable energy applications.

Jacket structures face significant technical challenges related to design, manufacturing, and installation, with production cost being a critical factor among them. To ensure the economic viability of future offshore wind farms, especially in regions like the Canary Islands with complex seabed and deep waters, optimizing these costs is essential. This involves not only material savings but also considerations such as welding, transportation, and seabed anchoring.

The promotion of such infrastructure aligns with international sustainability goals, particularly Sustainable Development Goal 7 of the United Nations, which advocates for affordable and clean energy. Technological advances in the sector have led to larger turbines, improved port and logistics infrastructure, and the development of new structural

concepts, including floating platforms and jacket foundations, which can operate in depths beyond 40 meters, where monopile foundations become unfeasible.

In Europe, installed offshore wind capacity reached 37 GW by the end of 2024, with projections of 60 GW by 2030 and up to 300 GW by 2050. Although Spain's development is still emerging, important steps such as the approval of specific regulations POEM (*Planes de Ordenación del Espacio Marítimo*) and the identification of suitable marine areas have been taken. In the Canary Islands, initiatives like the PLOCAN (*Plataforma Oceánica de Canarias*) facility offer opportunities to test suited solutions for insular environments.

Structurally, foundation types vary depending on depth and seabed characteristics. Fixed foundations include gravity-based structure, monopiles, tripods, tripiles, and jackets. For deeper waters, floating systems such as spar buoys, barges, semi-submersibles, and tension leg platforms (TLPs) are used. The main distinguishing factor between these systems is the operational depth, with each having specific pros and cons regarding cost, rigidity, installation complexity, and adaptability.

This study focuses specifically on jacket-type support structures, used as fixed foundations for offshore wind turbines in intermediate to deep waters. These consist of tubular steel frameworks with multiple vertical legs and bracing elements, anchored to the seabed with piles. Although their design depends on site-specific conditions and loads, they are especially suitable for depths over 30 meters, where monopiles are no longer technically or economically viable.

This study aims to analyze the manufacturing process of jacket-type support structures to identify the most cost-influential components, including the material uses, manufacturing processes, corrosion protection, and offshore installation. Based on this analysis, the study proposes a cost estimation function to predict the economic impact of different structural configurations during early design stages. This tool is intended to support technical and economic decision-making, especially when evaluating multiple alternatives without a detailed budget.

Geometrically, jacket structures consist of key components—main legs, bracings, nodes, and anchor piles—whose arrangement significantly affects overall cost. The construction process involves extensive welding, quality inspections, and application of corrosion protection systems, all of which must be considered in the proposed cost model.

Manufacturing overview of jacket-type structures

Jacket structures for offshore turbines undergo a complex fabrication process, from raw material transformation to final assembly at the shipyard. Manufacturing typically accounts for 15–25% of total capital expenditure (CAPEX), depending on water depth and project scale. Structural steel, mainly high-strength grades like S355, and occasionally S420 or S460 is used, meeting strict marine standards (e.g., UNE-EN 10225, DNVGL-OS-B101) and tested for impact resistance and weldability.

Big tubular profiles are produced from rolled steel sheets, shaped into cylinders and welded using automated submerged arc welding (SAW) for both longitudinal and circumferential joints. Smaller-diameter tubular profiles may be seamless or welded, following UNE-EN 10210 standards. Standard tubular profiles cost approximately €1.97 /kg, with a 20% markup for custom sizes.

The T-, K-, Y- and X welded joint types are critical and vary in quality depending on structural importance. Several welding methods can be used, each suited for different parts of the process. All welds undergo rigorous visual and non-destructive testing (NDT), with costs ranging from €11.42 (visual) to over €60 (radiographic testing). Skilled labor costs around €23.41 /hour, and welding equipment has an hourly cost of €3.42.

Final assembly is performed onshore, using modular construction and heavy lifting equipment. Three main assembly strategies are identified:

- Strategy A minimizes weight but requires more welding.
- Strategy B reduces welding by using thicker elements, increasing overall mass.
- Strategy C integrates prefabricated or cast nodes to lower welding costs.

Each strategy shifts the cost distribution: for example, in Strategy A, welding and assembly dominate, while in Strategy B, material costs increase.

Marine exposure requires robust corrosion protection. DNV standards divide the structure into exposure zones (atmospheric, splash, submerged, buried), each with specific coating requirements. Surface preparation via abrasive blasting costs around €14.26 /m². Protective systems typically use multi-layer epoxy and polyurethane coatings, costing €23.10 /m² for primer and €12.02 /m² for topcoat. Cathodic protection complements coatings, especially underwater. Two systems are used:

- Galvanic (Sacrificial) Anode Cathodic Protection (GACP): Low-cost, with installation around €600 per anode, and €5 /kg for materials.

- Impressed Current Cathodic Protection (ICCP): More precise, using external power and inert anodes, mostly in monopile structures.

The transportation and installation phase of jacket-type support structures is one of the most critical and cost-intensive stages of an offshore wind project. It involves moving the jackets from the fabrication yard or staging port to the offshore site and securing them to the seabed. The choice of transportation and installation method depends on factors such as the size and weight of the structure, distance, weather conditions, and vessel availability, all of which significantly affect overall costs.

Various vessel types are used depending on the operation and distance. Tug-pulled barges offer a low-cost solution for short to medium distances but are highly weather-sensitive. Self-propelled crane barges (e.g., Sheer Leg or Derrick) support heavy lifting offshore. Deck carriers are ideal for transporting large, heavy structures, often multiple units at once, though they require external cranes for handling. Heavy Lift Vessels (HLVs) are similar but equipped with onboard cranes, making them suitable for both transport and installation. Jack-up vessels (JUVs) lift themselves above the water surface for added stability during installation, while semi-submersible crane vessels, equipped with extremely high-capacity cranes and submerged platforms for stability, are used in highly demanding operations. Charter rates vary widely from €1,000–10,000 /day for tugboats to €268,000–450,000 /day for semi-submersible crane vessels.

Two main installation strategies are used:

- Integrated strategy: The same HLV transports and installs the jacket.
- Feeder strategy: Jackets are delivered by barge or deck carrier to an offshore installation vessel, a method more vulnerable to weather during offshore transfers.

Anchoring techniques depend on seabed conditions and depth. Common methods include:

- Pre-piling: Piles are driven into the seabed in advance using a guide template. The jacket is later placed and fixed using grouting or swaging. This method allows for phased installation and better weather flexibility.
- Post-piling: The jacket is installed first, and then piles are driven through or beside its legs using sleeve piles. This method also uses grouting or swaging.
- Drilled piles: They are used in hard seabeds but are slower and more expensive.
- Suction buckets: Large steel cylinders inserted via negative pressure, offering a silent, fast, and reversible solution. However, they require soft, homogeneous soils

and are not suitable for rocky seabeds. This technology has been successfully implemented by the Danish multinational energy company Ørsted in projects like Borkum Riffgrund 2.

Each anchoring technique has trade-offs in terms of cost, noise, complexity, and suitability for site-specific conditions.

Study of a cost estimation function

This study introduces a cost estimation function for offshore wind turbine jacket structures, which breaks down the total cost (C_{total}) into six main components: material costs, welding costs, corrosion protection, assembly, transport, and installation. However, the methodology focuses specifically on those cost components that are directly influenced by the structural design variables. Transport costs are excluded from the function, as they are considered fixed and highly dependent on the geographical location of the wind farm, rather than the design of the structure itself.

Material costs (c_1) are primarily estimated based on the total mass of the jacket structure. The calculation distinguishes between standardized tubular profiles and custom-made ones, the latter carrying a 20% price increase due to fabrication complexity. This classification is conducted by interpolating standard diameters and thicknesses defined in regulations such as UNE-EN 10210. This distinction is essential for improving the accuracy of the estimation, as the share of custom elements varies significantly with design choices.

Welding costs (c_2) are divided into three subcomponents: labor and equipment ($c_{2,\text{RS}}$), visual inspections ($c_{2,\text{INV}}$), and non-destructive testing ($c_{2,\text{END}}$). Labor and equipment costs are derived from the estimated weld volume and a time coefficient that accounts for deposition rates and material density. The function distinguishes between circular joints and angled welds, which have different weld lengths and requirements. It assumes all welds are performed using MIG/MAG (Metal Inert Gas/Metal Active Gas) techniques. All welds undergo visual inspection, while NDT (Non-Destructive Testing) such as ultrasonic testing, magnetic particle inspection, and radiography is applied to 100% of the joints due to their critical structural role. The number of welded joints varies significantly depending on the assembly strategy used, which directly affects the cost outcome.

Corrosion protection costs (c_3) include surface preparation ($c_{3,\text{P}}$) (such as grit blasting), the application of protective coatings, and cathodic protection. Surface

preparation is calculated based on the total exposed surface area. Coating costs ($c_{3,\mathrm{R}}$) are determined by the exposure zones of the structure: atmospheric, splash, submerged, and buried; and the required multilayer systems (epoxy and polyurethane) according to industry standards. Cathodic protection ($c_{3,\mathrm{PC}}$), which is essential for submerged areas, is estimated based on the required anode mass, based on the calculations outlined in the DNV GL Group standards.

Assembly costs (c_4) are complex to estimate directly, so they are calculated using a weighted factor applied to the sum of material, welding, and corrosion protection costs. This weight varies depending on the selected assembly strategy (A or B).

Installation costs (c_6) are based on the daily rental cost of a jack-up crane vessel and the total duration of the offshore operation, which includes fixed and variable phases. The installation time is further adjusted by a weather correction factor to account for potential delays due to unfavourable marine conditions.

The cost function was implemented in MATLAB in order to calculate the cost for a set of 135 jacket configurations derived from a previous mass optimization study by Quevedo et al. (2024), which complies with technical and structural requirements.

Design variables used in the analysis include jacket height, pile dimensions (length, diameter, and thickness), base and top widths, the number of legs (ranging from three to five), and the number of bracing levels (from two to ten). The model also considers variations in leg dimensions by level and whether bracing sections are uniform or not. The MATLAB implementation computes detailed geometries such as member lengths and inclination angles and then generates total and partial cost results for each fabrication strategy. Output includes summary tables and graphical visualizations that support the comparative evaluation of structural configurations in terms of cost-efficiency.

Conclusions and improvement proposals

An analysis of the results obtained from the cost estimation function reveals that Assembly Strategy B is more economically efficient than Strategy A. The study confirms that the total cost of jacket structures is primarily driven by their mass. However, specific design parameters, such as the number of legs and bracing levels, also play a significant role in cost variation. A positive correlation was observed between the number of bracing levels and the cost per kilogram, attributed to the increase in required welds. Interestingly,

configurations with five legs exhibited a lower unit cost per kilogram than other legs configuration. This finding is linked to a greater use of standardized, lower-cost tubular profiles, emphasizing the importance of integrating cost-effective materials into the design phase to optimize overall costs without compromising structural integrity.

In terms of conclusions, this study has successfully achieved its objective of developing a cost estimation function for the preliminary design of jacket structures. This has required a thorough review of jacket typologies and technical requirements, as well as a detailed analysis of key construction stages, including manufacturing, assembly, maritime transport, and offshore installation. A key challenge encountered was the limited availability of official unit cost data, which necessitated alternative estimation strategies. The resulting cost function was specifically designed for early design phases and integrates directly with structural design variables. Implemented in MATLAB, it allows for the rapid assessment of multiple design configurations.

Finally, the study proposes two future lines of development. The first involves incorporating a constraint on the use of standardized tubular profiles during the section selection stage in mass optimization. This would enhance cost estimation accuracy while improving manufacturability by aligning design outputs with materials readily available on the market. The second proposal suggests conducting a sensitivity analysis of the cost function with respect to its input variables. This would help identify the parameters with the highest impact on total cost and define optimal design ranges that ensure both technical feasibility and economic viability.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN....1
1.1. Antecedentes....1
1.2. Objeto del TFG....2
1.3. Alineación con los ODS....3
1.4. Normativa de aplicación....4
1.4.1. Normas de obligado cumplimiento....4
1.4.2. Estándares recomendados. 4
1.5. Introducción a la energía eólica marina 5
1.5.1. Evolución de la tecnología 5
1.5.2. Energía eólica marina en Europa....6
1.5.3. Energía eólica marina en España 7
1.6. Tipos de estructuras de soporte....8
1.6.1. Estructuras fijas en el fondo marino....9
1.6.1.1. Estructura por gravedad (GBS) 10
1.6.1.2. Monopilote 11
1.6.1.3. Tripilote....11
1.6.1.4. Trípode 12
1.6.1.5. Jackets o estructuras en celosía 13
1.6.2. Estructuras flotantes....14
1.6.2.1. Spar Buoy....15
1.6.2.2. Barge 16
1.6.2.3. Semi-sumergible....16
1.6.2.4. Plataforma tensionada (TLP)....16
1.7. Identificación de la tipología estructural planteada 17
1.7.1. Número de apoyos (Legs)....17
1.7.2. Arriostramientos o brazos (Bracing)....17
1.7.3. Número de niveles de arriostramientos (Bays)....18
1.7.4. Huella de la estructura 19
1.7.5. Pilotes....19
1.7.6. Nudos 20
1.7.6.1. Nudos tubulares soldados 20
1.7.6.2. Nudos de fundición....21
1.7.6.3. Costes de las uniones 22
1.7.7. Requisitos técnicos 23
1.7.7.1. Estado límite de servicio (ELS) 23
1.7.7.2. Estado límite último (ULS)....23
1.7.7.3. Estado límite de fatiga (FLS)....24

CAPÍTULO II. PROCESOS DE FABRICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS 25
2.1. Proceso de fabricación 25
2.1.1. Materiales 26
2.1.1.1. Denominación del acero 26
2.1.1.2. Propiedades del acero estructural de alta resistencia 27
2.1.1.3. Costes del acero estructural laminado 28
2.1.2. Fabricación de perfiles tubulares de acero 29
2.1.2.1. Conformación de pilotes y patas 29
2.1.2.2. Conformación de arriostramientos 32
2.1.2.3. Diámetros normalizados 36
2.1.3. Uniones soldadas 38
2.1.3.1. Clasificación de uniones tubulares 38
2.1.3.2. Tipos de soldadura 39
2.1.3.3. Diseño de uniones soldadas 39
2.1.3.4. Técnicas de soldadura 40
2.1.3.5. Inspecciones y control de calidad 42
2.1.3.6. Mano de obra 43
2.1.3.7. Maquinaria y elementos auxiliares de soldadura 44
2.1.4. Ensamblaje 44
2.1.4.1. Montajes parciales 45
2.1.4.2. Izado y unión de módulos principales 46
2.1.4.3. Integración de elementos secundarios 48
2.1.4.4. Alineación final y apuntalado 49
2.1.4.5. Inspecciones finales 49
2.1.4.6. Estrategias de ensamblaje 49
2.1.5. Protección frente a la corrosión 51
2.1.5.1. Normativa para la protección frente a la corrosión 51
2.1.5.2. Espesores nominales de imprimación 51
2.1.5.3. Preparación de la superficie 53
2.1.5.4. Sistemas de pintura orgánica (epoxi/poliuretano multicapa) 54
2.1.5.5. Metalización con zinc o aluminio por aspersión térmica 57
2.1.5.6. Protección catódica 58
2.2. Principales fabricantes 65

CAPÍTULO III. TRANSPORTE E INSTALACIÓN 67
3.1. Transporte marítimo al emplazamiento 67
3.1.1. Métodos de transporte 68
3.1.1.1. Barcazas arrastradas por remolcadores. 68
3.1.1.2. Barcaza autopropulsada con grúa 70
3.1.1.3. Buque de cubierta abierta 72
3.1.1.4. Buque de carga pesada (Heavy Lift Vessels) 73

3.1.1.5. Buques grúa autoelevable (Jack-up Crane Vessels) 75
3.1.1.6. Buques grúa semisumergibles (Semi-submersible crane vessel) 76
3.1.2. Estudio técnico-económico 78
3.2. Instalación 81
3.2.1. Estrategias de transporte e instalación 81
3.3. Métodos de anclaje al lecho marino 82
3.3.1. Pre-hincado de pilotes 82
3.3.1.1. Instalación mediante hincado convencional 83
3.3.1.2. Instalación mediante perforado 85
3.3.2. Post-pilotado 86
3.3.2.1. Pilotes hincados (driven piles) 86
3.3.2.2. Pilotado mediante manguitos (sleeve piles) 88
3.3.3. Cimentaciones con vasos de succión (suction buckets) 90
3.4. Aseguramiento final y remates 93

CAPÍTULO IV. FUNCIÓN DE ESTIMACIÓN DE COSTES 95
4.1. Estimaciones de costes parciales 95
4.1.1. Estimación de costes de material 96
4.1.2. Estimación de costes de soldaduras 96
4.1.2.1. Número de uniones según el ensamblaje 98
4.1.3. Estimación de costes de la protección frente a la corrosión 99
4.1.4. Estimación de costes de ensamblaje 101
4.1.5. Estimación de costes de transporte 101
4.1.6. Estimación de costes de instalación 102
4.2. Función de estimación de costes propuesta 103
4.2.1. Función de costes de materiales 104
4.2.2. Función de costes de soldadura 106
4.2.2.1. Función de costes de mano de obra y maquinaria 106
4.2.2.2. Función de costes de las inspecciones visuales 110
4.2.2.3. Función de costes de los ensayos no destructivos 110
4.2.3. Función de costes de la protección frente a la corrosión 112
4.2.3.1. Función de costes de preparación de la superficie 112
4.2.3.2. Función de costes del recubrimiento 113
4.2.3.3. Función de costes de la protección catódica 116
4.2.4. Función de costes de ensamblaje 118
4.2.5. Función de costes de transporte 119
4.2.6. Función de costes de instalación 119

CAPÍTULO V. CASO DE APLICACIÓN Y RESULTADOS 123
5.1. Definición del caso de estudio 123
5.1.1. Variables de diseño 123

5.2. Implementación en MATLAB 126
5.2.1. Configuración de las constantes de la estimación de costes 126
5.2.2. Evaluación de la función de estimación de costes 127
5.2.2.1. Ficheros de entrada 127
5.2.2.2. Cálculo de la estimación de costes 127
5.3. Resultados del caso de aplicación 128
5.3.1. Configuración estructural frente a la masa del jacket 129
5.3.2. Configuración estructural frente al coste total 129
5.3.3. Coste total frente a la masa del jacket 130
5.3.4. Configuración frente al coste específico (€/kg) 131
5.3.5. Configuración frente a la proporción de perfiles normalizados y bajo demanda 132

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS 135
6.1. Análisis de los resultados 135
6.2. Conclusiones del trabajo 136
6.3. Desarrollos futuros 137

BIBLIOGRAFÍA 139

ANEXO A. CÁLCULO DE GEOMETRÍAS 154
A.1. Objeto 154
A.2. Datos de partida 154
A.3. Cálculo de las longitudes de las patas 156
A.3.1. Cálculo de la longitud total 156
A.3.2. Cálculo de las longitudes parciales 157
A.4. Cálculo de las longitudes de los brazos 159
A.5. Cálculo de los ángulos de inclinación 160

ANEXO B. IMPLEMENTACIÓN EN MATLAB 164
B.1. Código para la configuración de las constantes de la estimación de costes 164
B.2. Código para el cálculo de la estimación de costes 167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Instalaciones anuales de energía eólica (capacidad en GW). (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos en WindEurope [1] & Ember [2]) 1

Figura 1.2.- Emblema del ODS 7: Energía asequible y no contaminante. (Fuente: [4]) 3

Figura 1.3.- Perfil vertical de la velocidad del viento en diferentes superficies. (Fuente: [6]).....5

Figura 1.4.- Potencia instalada y acumulada de energía eólica marina en Europa segmentado por países. (Fuente: [13]) 6

Figura 1.5.- Partes principales de una estructura de soporte de aerogeneradores marinos. (Fuente: [25])…….....8

Figura 1.6.- Estructuras de soporte fijas (izquierda) y flotantes (derecha). (Fuente: elaboración propia basado en [26]) 9

Figura 1.7.- Estructura de gravedad. (Fuente: [29]).....10

Figura 1.8.- Estructura monopilotada (Fuente: [29]) 11

Figura 1.9.- Estructura de soporte tripilote. (Fuente: Elaboración propia con ayuda de inteligencia artificial generativa) 12

Figura 1.10.- Estructura de soporte trípode. (Fuente: [29]).....13

Figura 1.11.- Estructura de soporte tipo Jacket. (Fuente: [29]).....14

Figura 1.12.- Principales tipos de estructuras de soporte flotantes para aerogeneradores marinos. (Fuente: [37])…….....15

Figura 1.13.- Diferentes tipos de arriostramientos en Z, K y X para configuración de tres (izquierda) y cuatro (derecha) apoyos. (Fuente: [41]).....18

Figura 1.14.- Estructuras de soporte de tres (izquierda) y cuatro (derecha) apoyos con diferentes niveles de arriostramiento. (Fuente: [42]) 19

Figura 1.15.- Pilotes conectados a las patas de la estructura, in-pile (izquierda) o mediante estructuras externas, pile sleeves (derecha). (Fuente: [43]).....19

Figura 1.16.- Nudo mediante soldadura (izquierda) y de fundición (derecha). (Fuente: [44]) 20

Figura 1.17.- Unión mediante soldadura (nudos tubulares soldados). (Fuente: [45] (izquierda) [46] (derecha))…….....20

Figura 1.18.- Nudo de fundición. (Fuente: [47]) 21

Figura 1.19.- Automatización de las soldaduras. (Fuente: [47]).....22

Figura 2.1.- Recepción (izquierda) y corte mediante CNC (derecha) de las chapas de acero estructural. (Fuentes: [61] (izquierda) [62] (derecha)) 30

Figura 2.2.- Curvado y conformado de las placas de acero. (Fuentes: [63] (izquierda) y [64] (derecha))…….....30

Figura 2.3.- Puntos de soldadura (izquierda) y precalentamiento (derecha) del tubo antes de la soldadura longitudinal. (Fuente: [61]).....30

Figura 2.4.- Soldadura longitudinal automatizada mediante SAW. (Fuentes: [64] (izquierda) y [61] (derecha))…….....31

Figura 2.5.- Precalentamiento (izquierda) y soldadura mediante SAW (derecha). (Fuente: [61])...31

Figura 2.6.- Inspección y control de calidad de las estructuras tubulares. (Fuente: [61]) 32

Figura 2.7.- Tocho de acero macizo (izquierda) y horno industrial (derecha). (Fuente: [66]) 32

Figura 2.8.- Punzonado mediante prensa con mandril (izquierda) y con sistema de rodillos rotativos (derecha). (Fuente: [66]) 33

Figura 2.9.- Trenes de laminación. (Fuente: [66]) 33

Figura 2.10.- Decapado (izquierda) y laminación en frío (derecha). (Fuente: [66]) 34

Figura 2.11.- Planchas (izquierda) y bobinas (derecha) de acero. (Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha)) 34

Figura 2.12.- Rodillos (izquierda) y prensa (derecha) empleadas para el curvado de las láminas de acero. (Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha)) 35

Figura 2.13.- Soldadura longitudinal del perfil tubular. (Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha)) 35

Figura 2.14.- Tubos de acero con soldadura en forma de espiral. (Fuente: [71]) 36

Figura 2.15.- Clasificación y denominación de las uniones tubulares. (Fuente: [76]) 39

Figura 2.16.- Soldadura por arco sumergido (SAW) para la fabricación de estructuras tubulares que forman las patas y pilotes. (Fuente: [83]) 41

Figura 2.17.- Soldadura MIG/MAG de un nodo soldado de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos. (Fuente: [84]) 41

Figura 2.18.- Ensamblaje parcial de estructuras de soporte tipo jacket en un taller de Bladt Industries en Alemania. (Fuente: [90]) 45

Figura 2.19.- Ensamblaje parcial en un patio de una estructura tipo jacket para el parque eólico marino de Wikinger realizado por la empresa Smulders . (Fuente: [91]) 46

Figura 2.20.- Ensamblaje parcial de los arriostramientos en X ejecutado por el astillero Navantia en el puerto de Brest, Francia. (Fuente: [92]) 46

Figura 2.21.- Izado y unión de los arrostramientos ensamblados parcialmente a un módulo de 2 patas preensamblado en un taller. (Fuente: [90]) 47

Figura 2.22.- Izado y unión durante el montaje de una estructura de soporte tipo jacket en el astillero de Navantia en Fene, España. (Fuente: [93]) 47

Figura 2.23.- Instalación de sleeve piles en la estructura al final del ensamblaje. (Fuente: [94]) .. 48

Figura 2.24.- Elevación y montaje final de los niveles superiores ensamblados parcialmente. (Fuente: [91]) 48

Figura 2.25.- Estrategias de ensamblaje. (Fuente: Elaboración propia a partir de [95]) 50

Figura 2.26.- Distinción de zonas de exposición para sistemas de recubrimientos diferentes según la normativa vigente. (Fuente: [98]) 52

Figura 2.27.- Estructuras tipo jacket pintadas con pintura orgánica amarilla de señalización marítima. (Fuentes: [102] (izquierda) y [103] (derecha)) 55

Figura 2.28.- Aplicación de TSA en plataforma petrolera marina. (Fuente: [108]) 57

Figura 2.29.- Protección mediante ánodos de sacrificio en estructuras jacket. (Fuentes: [109] (izquierda) [110] (derecha)) 59

Figura 2.30.- Protección de una estructura monopilotada mediante ICCP. (Fuente: [113]) 61

Figura 2.31.- Ánodo tipo soporte o stand-off (derecha) y ánodo tipo empotrado o flush-mounted (izquierda). (Fuente: [115]) 63

Figura 3.1.- Instalación mediante un buque grúa de un jacket transportado por barcaza y arrastrada por remolcadores en Beatrice OWF. (Fuente: [118]) 69

Figura 3.2.- Transporte de tres estructuras de soporte tipo jacket mediante barcazas remolcadas hacia el parque eólico marino de Wikinger (Alemania). (Fuente: [119]) 69

Figura 3.3.- Estructuras tipo jacket siendo transportadas mediante barcazas y remolcadores en el parque eólico de Seagreen. (Fuente: [123]) 70

Figura 3.4.- Grúa flotante tipo Sheer Leg izando una estructura de soporte tipo jacket en el parque eólico marino de Wikinger. (Fuente: [125]) 70

Figura 3.5.- Izado de una estructura tipo jacket de una barcaza mediante una barcaza grúa tipo Derrick para su instalación. (Fuente: [127]) 71

Figura 3.6.- Izado de estructuras de soporte tipo jacket mediante una barcaza grúa tipo Sheer Leg para montarlas sobre un buque de carga pesada. (Fuente: [128]) 71

Figura 3.7.- Izado de estructuras sobre la cubierta de un Deck Carrier mediante una grúa en Ferrol, España, para su transporte al parque de Wikinger (Alemania). (Fuente: [130]) 72

Figura 3.8.- Transporte de estructuras de soporte tipo jacket en el buque de bandera china ‘Fan Zhou 10’ en Las Palmas de Gran Canaria. (Fuente: [132]) 73

Figura 3.9.- Transporte de las estructuras de soporte desde el puerto de Nigg hasta el emplazamiento final mediante buques de cubierta abierta y barcazas. (Fuente: [133]) 73

Figura 3.10.- Instalación de estructuras de soporte tipo jacket mediante el HLV Aegir, ULSTEIN SOC5000 Mk1 de la empresa Heerema (Fuente: [134]) 74

Figura 3.11.- Boskalift 2 realizando operaciones de instalación en el parque eólico marino de Changfang (Taiwan). (Fuente: [137]) 74

Figura 3.12.- Instalación de una estructura tipo jacket mediante el buque de carga autoelevable ‘Pacific Orca’. (Fuente: [140]) 75

Figura 3.13.- Buque autoelevable ‘Innovation’ cargando estructuras tipo jacket con vasos de succión en el puerto base del proyecto Borkum Riffgrund 2. (Fuente:[142]) 76

Figura 3.14.- Instalación de una estructura monopilotada en el Mar Báltico mediante un buque grúa sumergible modelo ‘Sleipnir’. (Fuente: [145]) 77

Figura 3.15.- Buque grúa ‘Saipem 700’ en el parque eólico de Seagrenn. (Fuente: [147]) 77

Figura 3.16.- Estrategia de buque de carga pesada para transporte e instalación (a) y estrategia mediante alimentadores (b). 82

Figura 3.17.- Instalación de la plantilla guía en el lecho marino. (Fuente: [175]) 83

Figura 3.18.- Hincado de pilotes en el lecho marino mediante martillos hidráulicos 83

Figura 3.19.- Izado de la plantilla guía una vez instalados los pilotes. (Fuente: [175]) 84

Figura 3.20.- Instalación de los stab-ins en los pilotes preinstalados. (Fuente: [177]) 84

Figura 3.21.- Unión de los pilotes preinstalados y encajes de las estructuras tipo jacket mediante grouting. (Fuente: [177]) 85

Figura 3.22.- Proceso de instalación de pilotes mediante perforado. (Fuente: [181]) 85

Figura 3.23.- Secuencia de colocación (izquierda) de pilotes e hincado (derecha) de pilotes. (Fuente: [183]) 87

Figura 3.24.- Hincado de pilotes en una estructura tipo jacket de la industria del petróleo. (Fuente: [186]) 88

Figura 3.25.- Instalación de una estructura tipo jacket con sleeve piles sobre el lecho marino. (Fuente: [187]) 88

Figura 3.26.- Hincado de pilotes mediante los sleeve piles de la estructura. (Fuente: [187]) 89

Figura 3.27.- Transporte e instalación de una estructura tipo jacket con sleeve piles para la subestación de transformación del parque eólico marino Hornsea Two. (Fuente: [188]) 89

Figura 3.28.- Animación del izado e instalación de una estructura de soporte tipo suction bucket jacket (SBJ). (Fuente: [191]) 90

Figura 3.29.- Animación del proceso de succión de los suction buckets. (Fuente: [191]) 91

Figura 3.30.- Relleno de la cavidad mediante grout. (Fuente: [191]) 91

Figura 3.31.- Instalación de una estructura tipo jacket con vasos de succión en el parque eólico de Borkum Riffgrund 2. (Fuente: [195]) 92

Figura 3.32.- Instalación de protección anti-erosión. (Fuente: [191]) 93

Figura 4.1.- Unión X-X (izquierda) y uniones X-Y (derecha). 98

Figura 4.2.- Interpolación de espesores máximos y mínimos nominales. 104

Figura 4.3.- Sección transversal de soldadura. 107

Figura 4.4.- Representación del arriostramiento en el plano. 108

Figura 4.5.- Zonas de imprimación de la estructura tipo jacket. 113

Figura 4.6.- Zonas de salpicadura y sumergida. 114

Figura 5.1.- Parámetros generales de la estructura de soporte tipo jacket. 124

Figura 5.2.- Configuraciones del jacket según el número de patas. (Fuente: [203]) 125

Figura 5.3.- Configuraciones del jacket según el número de niveles. 125

Figura 5.4.- Diagrama de flujo de la implementación en MATLAB. 128

Figura 5.5.- Peso de las estructuras prediseñadas. 129

Figura 5.6.- Configuración de la estructura frente al coste total. 129

Figura 5.7.- Coste total frente a la masa de las configuraciones de jackets. 130

Figura 5.8.- Coste específico para cada configuración. 131

Figura 5.9.- Relación del volumen de perfiles tubulares normalizados y bajo demanda. 132

Figura A.1.- Variables de entrada. 154

Figura A.2.- Ángulo de separación entre patas para tres, cuatro y cinco patas. 156

Figura A.3.- Cálculo de la longitud total de la pata. 157

Figura A.4.- Cálculo de la altura proyectada del jacket. 158

Figura A.5.- Proporción de triángulos rectángulos del triángulo formado por la altura total y la altura parcial del nivel i. 159

Figura A.6.- Distancias auxiliares para el cálculo de la longitud del arriostramiento i. 160

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.- Límite elástico (MPa) de aceros estructurales según el espesor. (Fuente: [51]) 27

Tabla 2.2.- Estimaciones de precios del acero estructural laminado. (Fuente: [60]) 29

Tabla 2.3.- Intervalo de espesor nominales en función del diámetro normalizado para perfiles huecos de sección circular. (Fuente: [72]) 36

Tabla 2.4.- Precios de perfiles de acero. (Fuente: Elaboración propia a partir de [75]) 38

Tabla 2.5.- Ensayos no destructivos según la categoría estructural. (Fuente:[86]) 42

Tabla 2.6.- Precio unitario de inspección visual. (Fuente: [60]) 43

Tabla 2.7.- Precios unitarios de ensayos no destructivos. 43

Tabla 2.8.- Precios unitarios de mano de obra del oficio de soldadura según la Generador de Precios de CYPE. (Fuente: [75]) 44

Tabla 2.9.- Precios simples de maquinaria y elementos auxiliares de soldadura. 44

Tabla 2.10.- Proporciones de costes de cada partida dentro de la fabricación. (Fuente: Elaboración propia a partir de [95]) 50

Tabla 2.11.- Sistemas y espesores de recubrimiento recomendados según la zona de corrosión de la estructura. (Fuentes: Berenika et al. [98] y Choi et al. [99]) 53

Tabla 2.12.- Precios descompuestos de limpieza superficial. (Fuente: [75]) 54

Tabla 2.13.- Precios descompuestos de imprimación de resina epoxi. (Fuente: [75]) 56

Tabla 2.14.- Precios descompuestos aproximados de imprimación de poliuretano alifático. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [75]) 56

Tabla 2.15.- Costes parciales de la pintura orgánica y mano de obra según la Base de Precios de la Construcción del Gobierno de Extremadura de 2025. (Fuente:[60]) 57

Tabla 2.16.- Densidad de corriente media recomendada ($\boldsymbol{id}$) en Amperios por metro cuadrado en función de la profundidad y temperatura del agua. (Fuente: [97]) 62

Tabla 2.17.- Capacidad electroquímica de diseño (en Ah/kg). (Fuente: [97]) 63

Tabla 2.18.- Factor de utilización según el tipo de ánodo de sacrificio. (Fuente: [97]) 63

Tabla 2.19.- Costes parciales de la protección catódica. (Fuente: [114]) 65

Tabla 2.20.- Valores de parámetros para el cálculo de la cantidad de ánodos.....65

Tabla 2.21.- Principales fabricantes de estructuras de soporte tipo jacket. (Fuente: [116]) 66

Tabla 3.1.- Aproximaciones de capacidad de carga y transporte por tipo de embarcación.....78

Tabla 3.2.- Estimación de costes diarios de las embarcaciones para el transporte e instalación de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos.....79

Tabla 3.3.- Embarcaciones empleadas durante la construcción de parques eólicos marinos con estructuras de soporte tipo jacket. 79

Tabla 4.1.- Número de soldaduras para cada estrategia. 99

Tabla 4.2.- Ecuaciones de partida para el desarrollo de las funciones de coste. 103

Tabla 4.3.- Parámetros de la función de coste de material. 105

Tabla 4.4.- Parámetros de soldadura MIG/MAG (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos extraídos de [198]). 106

Tabla 4.5.- Parámetros de la función de costes de recursos de soldadura. 109

Tabla 4.6.- Parámetros de la función de costes de la inspección visual (INV) de las uniones soldadas. 110

Tabla 4.7.- Parámetros de la función de costes de los ensayos no destructivos (END) de las uniones soldadas. 111

Tabla 4.8.- Parámetros de la función de costes de la preparación de la superficie. 112

Tabla 4.9.- Parámetros de la función de costes de recubrimiento. 116

Tabla 4.10.- Parámetros para el cálculo de la protección catódica. 117

Tabla 4.11.- Parámetros de los costes de ensamblaje. 118

Tabla 4.12.- Tiempos de operación de instalación de la estructura. (Fuente: [201]) 120

Tabla 4.13.- Factor de corrección meteorológica. (Fuente: [202]) 120

Tabla 4.14.- Parámetros de la función de estimación de costes. 121

Tabla 5.1.- Variables de diseño. 126

Tabla A.1.- Descripción de las variables de diseño. 155

Tabla A.2.- Resumen de las variables calculadas. 161

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

MEMORIA

Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos

Autor:

Alonso de Miguel Quintana Quintana

Tutores:

Guillermo Manuel Álamo Meneses

Román Quevedo Reina

Curso 2024-2025

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

La generación de energía eólica se ha consolidado como una alternativa sostenible y de alto impacto en la transición de generación de energía eléctrica hacia energías renovables. A su vez, la energía eólica está experimentando un proceso de expansión hacia zonas marinas, donde existe una mayor calidad del recurso eólico y se consigue la reducción del impacto visual y acústico de los aerogeneradores. Como se aprecia en la Figura 1.1, según WindEurope [1] se espera que en el periodo comprendido entre 2025 y 2030 se instalen más de 30 GW de capacidad de generación mediante energía eólica marina en Europa, observándose un notable crecimiento respecto a periodos anteriores.

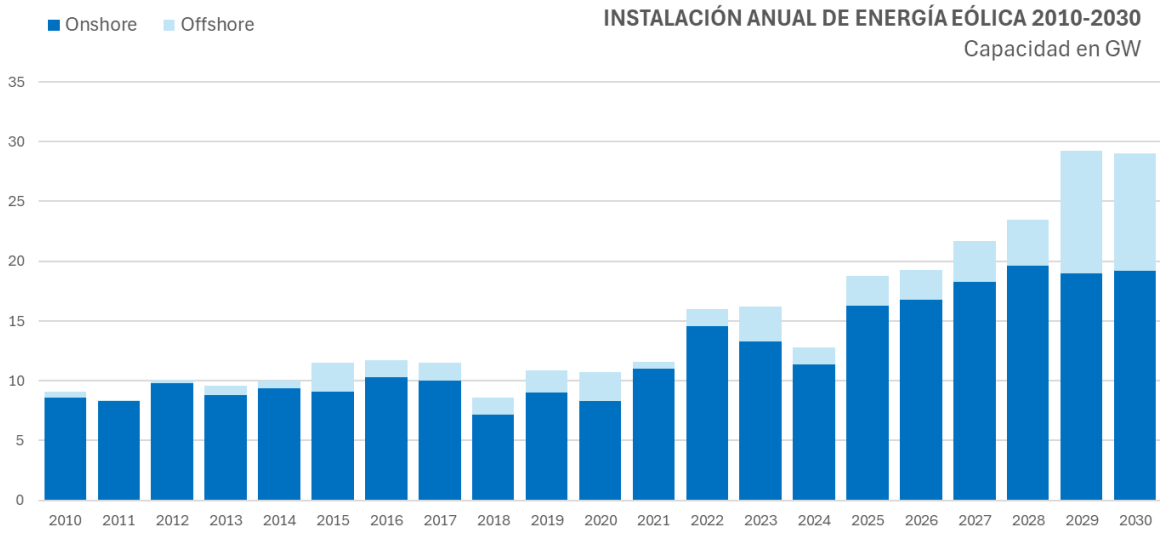

Figura 1.1.- Instalaciones anuales de energía eólica (capacidad en GW). (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos en WindEurope [1] & Ember [2])

A medida que se exploran nuevas zonas para la implementación de estos dispositivos, cada vez se consideran localizaciones más alejadas de la costa, con mayores profundidades y dificultades para su instalación. Para salvar las mayores restricciones de instalación, las estructuras de soporte tipo jacket están emergiendo como una opción cada

vez más atractiva para reemplazar a las cimentaciones monopilotadas, que hasta ahora han sido el estándar en la industria. Según el Global Offshore Wind Report de 2024 [3], publicado por Global Wind Energy Council, de las nuevas instalaciones de energía eólica offshore que se construyeron durante el 2022, el 17% se cimentaron mediante estructuras de soporte tipo jacket, frente al 70% de estructuras monopilotadas.

Para que este desarrollo sea verdaderamente sostenible y viable económicamente, es fundamental optimizar los costes de diseño y construcción de estas estructuras. Entre los desafíos se encuentra la estimación del coste económico de las estructuras jacket, que dependen de factores difíciles de estandarizar y que pueden variar según el lugar y la época en la que se construye.

En numerosas ocasiones, el diseño suele centrarse en tratar de reducir el material utilizado, uno de los principales costes de la estructura. Sin embargo, existen otros factores críticos, como la cantidad de uniones soldadas necesarias, el desplazamiento de la estructura a la ubicación final o la instalación de la cimentación en el lecho marino, que también afectan considerablemente al coste total, pudiendo ser conveniente modificar el diseño de la estructura jacket para minimizar dichos costes.

Dado el crecimiento de la energía eólica marina y la necesidad de desarrollar metodologías precisas para la estimación de costes, es necesario poder estimar de manera eficiente los costes de estructuras tipo jacket, contribuyendo así a la optimización de la planificación y ejecución de proyectos en este sector en expansión.

1.2. Objeto del TFG

El objetivo del presente trabajo de fin de grado consiste en estimar una función de costes que pueda ser utilizada en el proceso de prediseño de una estructura de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos. Dicha función de costes deberá tener en cuenta los distintos aspectos económicos asociados al proceso productivo de estas estructuras.

Para lograr este objetivo, se plantean los siguientes subobjetivos:

- Identificar aquellos elementos de la estructura o del proceso productivo que sean más relevantes dentro de los costes totales.
- Estimar los valores de los costes parciales que deban ser considerados.
- Determinar una forma de estimar el coste global a partir de los diferentes costes parciales.

1.3. Alineación con los ODS

Este estudio se alinea principalmente con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7 de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, titulado "Energía asequible y no contaminante" [4]. En particular, se alinea con la meta específica que plantea aumentar considerablemente la proporción de energía renovable dentro del conjunto de fuentes energéticas a nivel mundial. Esta meta adquiere una relevancia fundamental en el escenario actual, ya que responde a la necesidad urgente de mitigar los impactos del cambio climático, disminuir la dependencia de fuentes de energía fósiles, y asegurar un suministro energético que sea sostenible, accesible y respetuoso con el medio ambiente.

Figura 1.2.- Emblema del ODS 7: Energía asequible y no contaminante. (Fuente: [4])

En este marco, el estudio desarrollado en este Trabajo de Fin de Grado aporta una contribución técnica significativa al abordar uno de los elementos clave en la implementación eficiente de la energía eólica marina: el diseño estructural y la estimación de costes de las cimentaciones tipo jacket destinadas a aerogeneradores marinos. Estas estructuras de soporte, fundamentales para la estabilidad y seguridad de los aerogeneradores instalados en alta mar, permiten el desarrollo de parques eólicos marinos, una de las tecnologías más prometedoras para la generación de electricidad renovable a gran escala. Las condiciones marítimas, caracterizadas por una mayor constancia y velocidad del viento en comparación con tierra firme, favorecen un rendimiento energético superior, lo que posiciona a la energía eólica marina como una opción estratégica para avanzar hacia un modelo energético sostenible.

Además, la optimización de los costes asociados a estas estructuras no solo mejora la viabilidad técnica y económica de los proyectos de este ámbito, sino que también facilita su competitividad frente a otras fuentes de energía de carácter contaminante. Al desarrollar herramientas y metodologías que permiten reducir costes, mejorar el diseño y aumentar la eficiencia de las infraestructuras eólicas marinas, este estudio apoya de manera directa la transición energética hacia fuentes limpias, contribuyendo activamente a la descarbonización del sistema energético. Por tanto, este TFG no solo tiene un valor académico, sino también un impacto potencial en el avance de soluciones tecnológicas sostenibles alineadas con los principios del ODS 7.

1.4. Normativa de aplicación

La normativa aplicable a la construcción e instalaciones de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos se clasifica en dos categorías principales. Por un lado, se encuentran las disposiciones de carácter obligatorio; y por otro, los estándares o recomendaciones que, aunque no tienen un cumplimiento legal exigido, se utilizan comúnmente como referencia técnica en los procesos de cálculo y diseño.

En los subapartados siguientes se recopilan las normativas aplicables a proyectos relacionados con el diseño e instalación de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos, enumerando las más significativas de cada categoría.

1.4.1. Normas de obligado cumplimiento

- Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas.

1.4.2. Estándares recomendados

- DNVGL-OS-B101: Metallic materials (2015).
- DNVGL-OS-C201: Structural design of offshore units - WSD method (2015).
- DNVGL-OS-C401: Fabrication and testing of offshore Structures (2020).
- DNVGL-RP-0416: Corrosion protection for wind turbines (2016).
- DNVGL-RP-B401: Cathodic protection design (2021).
- DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines (2016).
- DNVGL-ST-E273: 2.7-3 Portable offshore units (2016).
- UNE-EN 10210: Perfiles huecos de acero acabados en caliente para construcción (2020).

1.5. Introducción a la energía eólica marina

La energía eólica marina se ha convertido en las últimas décadas en una de las tecnologías renovables con mayor proyección mundial para avanzar en la descarbonización del sistema energético a nivel mundial [5]. A diferencia de la eólica terrestre, la marina presenta ventajas como mayor y más constante velocidad del viento, la posibilidad de instalar aerogeneradores de gran tamaño y la reducción del impacto visual y acústico. En la Figura 1.3, se presenta el perfil vertical del viento según el tipo de superficie del terreno, donde se aprecia el potencial de la energía eólica marina frente a la terrestre para la generación de energía eléctrica.

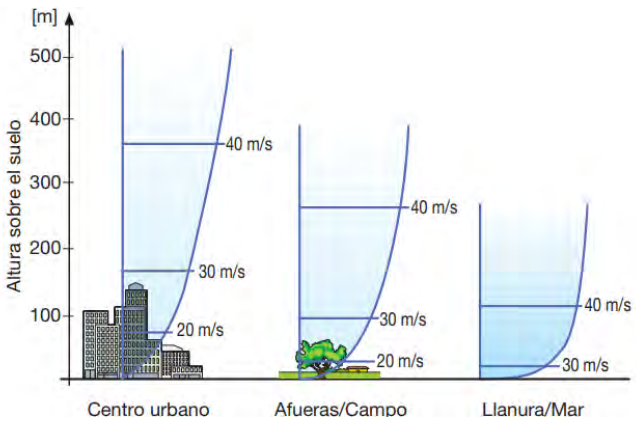

Figura 1.3.- Perfil vertical de la velocidad del viento en diferentes superficies. (Fuente: [6])

Sin embargo, esta tecnología emergente implica retos tecnológicos y económicos importantes, entre ellos los asociados a las estructuras de soporte como las jacket, fundamentales para el desarrollo de parques eólicos marinos en emplazamientos de profundidad intermedia.

En los siguientes apartados se ofrece una breve visión sobre el desarrollo de esta tecnología, sus orígenes, su estado actual y proyección futura, con especial atención al contexto europeo, nacional y regional.

1.5.1. Evolución de la tecnología

El comienzo del desarrollo de la energía eólica marina se remota a los años 80 del siglo pasado con instalaciones piloto en aguas poco profundas de países del Mar Norte de Europa. En el año 1987 la empresa Elkraft comenzó los estudios para instalar aerogeneradores en aguas danesas [7]. Estas primeras experiencias sentaron las bases para la evolución tecnológica y la reducción progresiva de los costes de generación de energía eléctrica mediante la eólica marina.

En la actualidad, la energía eólica marina se encuentra en una etapa de expansión comercial. Gracias al crecimiento del tamaño de los aerogeneradores, la mejora de las infraestructuras portuarias, el avance en la digitalización y la optimización de procesos constructivos y de mantenimiento, esta tecnología está alcanzando unos niveles de competitividad cada vez mayores [8]. Así mismo, los nuevos diseños estructurales, como las plataformas flotantes y las subestructuras tipo jacket adaptadas a mayores profundidades, están permitiendo ampliar las zonas viables para su instalación.

A futuro, se espera un crecimiento sostenido impulsado por los objetivos de neutralidad climática de numerosos países y por el desarrollo de nuevas soluciones de almacenamiento, integración en redes eléctricas inteligentes y combinación con otras tecnologías como el hidrógeno verde, tal y como estiman Belltheus et al. [9] y Kumar et al. [10]. La planificación marítima, la normativa ambiental y la cooperación público-privada serán factores clave para su expansión responsable y sostenible según un reciente informe de United Nations Global Compact [11].

1.5.2. Energía eólica marina en Europa

Europa ha liderado históricamente el desarrollo de la energía eólica marina. Según datos recientes de WindEurope [12], al cierre de 2024 la capacidad instalada en parques marinos en el continente europeo asciende a los 37 GW, concentrados principalmente en el Mar del Norte, el Mar Báltico y el Canal de la Mancha. En función de la potencia instalada y la capacidad industrial y tecnológica, los principales actores en el continente son Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Dinamarca. En la Figura 1.4, se recoge la potencia instalada y acumulada de energía eólica marina por países del continente europeo durante la pasada década.

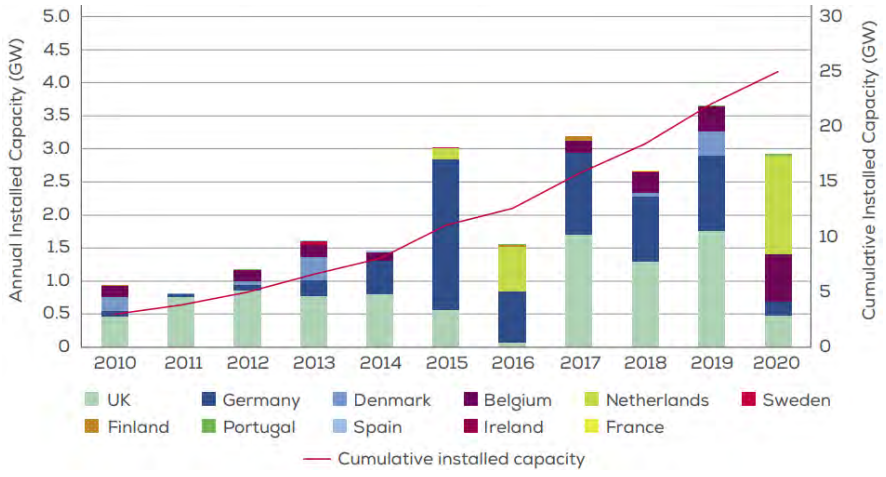

Figura 1.4.- Potencia instalada y acumulada de energía eólica marina en Europa segmentado por países. (Fuente: [13])

Además, la Estrategia de Energía Renovable Marina de la Unión Europea [14], lanzada en 2020, establece como objetivo disponer de una capacidad instalada de al menos 60 GW en 2030 y 300 GW en 2050. Debido a esto, se prevé una fuerte inversión en infraestructura marítima, redes de transporte transfronterizas, así como investigación e innovación en componentes clave como estructuras, cimentaciones, sistemas de anclaje y logística de operación y mantenimiento.

1.5.3. Energía eólica marina en España

En España, pese a estar rodeado por extensas masas de agua, el desarrollo de la energía eólica marina en el país ha sido limitado según García [15], Salvador et al. [16] y Gimeno et al. [17]. Sus recursos eólicos marinos se encuentran especialmente en la fachada atlántica y en el entorno de las Islas Canarias.

Para contrarrestar esta situación, durante los últimos años se han producido avances significativos en la planificación y regulación de la implantación de nuevos parques eólicos marinos. Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) [18], aprobado en 2023, establece las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina (ZAPER), y el Gobierno ha anunciado subastas específicas para los próximos años [19]. Estas medidas, junto con los compromisos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [20], posicionan a España como un actor emergente en este sector.

En el escenario local de las Islas Canarias, localizadas estratégicamente en el océano Atlántico, el Gobierno local ha suscitado un interés creciente en el impulso de proyectos de energía eólica marina. Según García et al. [21] y Abramic et al. [22], se trata de un emplazamiento privilegiado, con vientos persistentes las convierte en un entorno favorable para la instalación de parques eólicos en el mar Actualmente, la región cuenta con varios proyectos de investigación y demostración, como el banco de ensayos de PLOCAN (Plataforma Oceánica de Canarias) [23], que permiten evaluar soluciones flotantes y semisumergibles adaptadas a sus condiciones específicas. No obstante, existen retos particulares relacionados con la coexistencia de usos en el espacio marítimo, las áreas naturales protegidas y la logística insular [21].

Las condiciones de profundidad de las aguas canarias exigen el desarrollo y optimización de infraestructura tipo jacket, siendo clave la evaluación de viabilidad técnica y económica de este tipo de estructuras de soporte para futuros parques eólicos marinos en el archipiélago.

1.6. Tipos de estructuras de soporte

Las estructuras de soporte son los elementos encargados de soportar y anclar el aerogenerador al lecho marino, existiendo diversos tipos según las condiciones del emplazamiento. Algunas de estas tecnologías de soporte han sido adaptadas de la industria del gas y del petróleo para su aplicación en energía eólica marina. La elección del tipo de estructura de soporte depende principalmente de la profundidad a la que se instalen los aerogeneradores y se compone de tres elementos principales según Revilla [24]:

- Plataforma de transición (*Transition platform - TP*): Su función es conectar la torre del aerogenerador con la estructura submarina y transmitirle las cargas. Además, proporciona una plataforma de trabajo que facilita el acceso a la torre.
- Subestructura (*Substructure*): Constituye la parte principal de la estructura de soporte del aerogenerador marino. Está mayormente sumergida, y se encarga de soportar las cargas y transferirlas a la cimentación.
- Cimentación (*Foundations*): Son los elementos que fijan la subestructura de soporte al lecho marino, garantizando la estabilidad de la estructura en su conjunto.

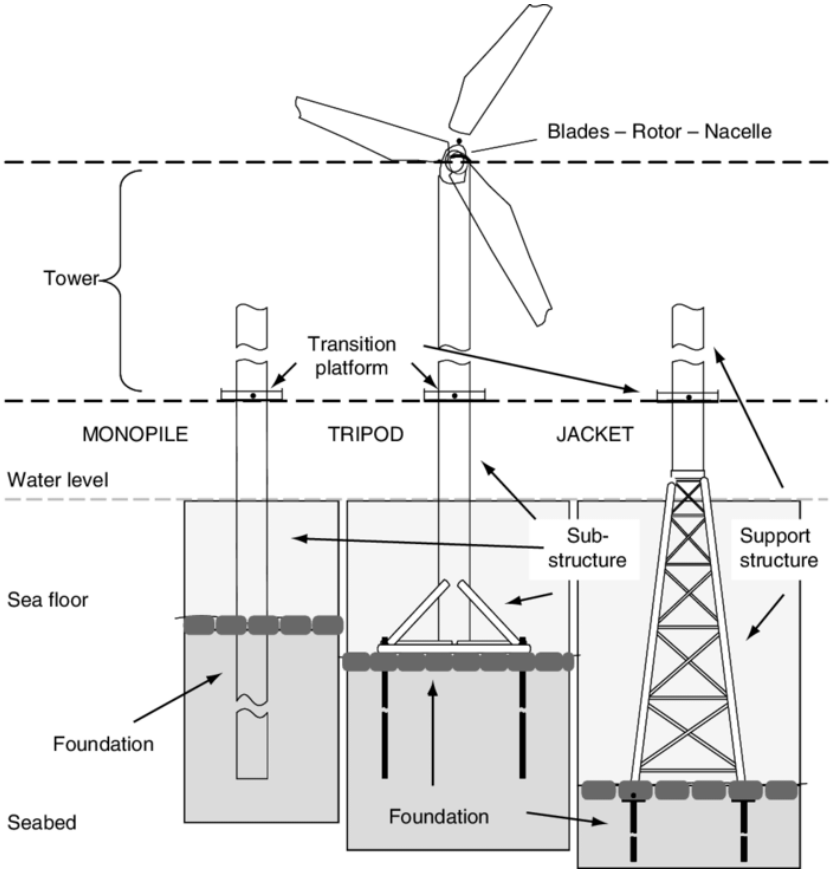

Figura 1.5.- Partes principales de una estructura de soporte de aerogeneradores marinos. (Fuente: [25])

Es fundamental comprender los desafíos técnicos que enfrenta las infraestructuras de soporte de los aerogeneradores marinos. Cada ubicación requiere de modelos de estructuras de soporte distintos ya que puede presentar una gran variedad de condiciones de suelo, como su composición y la profundidad del lecho marino. Por tanto, ha de hacerse una primera distinción entre estructuras fijas y flotantes. En aguas poco profundas, se utilizan estructuras fijas (Figura 1.6 izquierda), mientras que en mayores profundidades se requiere el uso de estructuras flotantes (Figura 1.6 derecha). Este apartado aborda los principales tipos de estructuras de soporte junto con sus características más destacadas.

Figura 1.6.- Estructuras de soporte fijas (izquierda) y flotantes (derecha). (Fuente: elaboración propia basado en [26])

1.6.1. Estructuras fijas en el fondo marino

Exceptuando las estructuras tipo GBS (*Gravity Based Structures*), que están fabricadas de hormigón y se mantienen en su emplazamiento gracias a su propio peso, la mayoría de las estructuras fijas están construidas con acero y se anclan al lecho marino mediante pilotes o cajones de succión enterrados en el fondo.

Estas estructuras deben soportar tanto las cargas generadas por los equipos y dispositivos ubicados en la plataforma superior (como los propios aerogeneradores) como las cargas ambientales derivadas de las olas, el viento y otros factores externos.

A continuación, se analizan en detalle los principales tipos de estructuras de soporte fijas, en orden ascendente de profundidad de instalación habitual, utilizadas como subestructuras para aerogeneradores marinos, destacando brevemente sus características, así como otros aspectos clave que diferencian cada elección de soporte dentro de la industria en constante crecimiento.

Los tipos de estructuras de soporte fijas al fondo marino analizadas son:

- Estructura por gravedad (*GBS*)
- Monopilote (*monopile)*
- Tripilotes *(tripile*)
- Trípodes (*tripods*)
- Jackets o estructuras en celosía.

1.6.1.1. Estructura por gravedad (GBS)

La cimentación por gravedad es un tipo de estructura fija que consiste en un gran bloque de hormigón apoyado en el lecho marino, cuya propia masa garantiza la estabilidad del aerogenerador [27]. Este sistema es adecuado para aguas poco profundas, generalmente hasta 10 o 20 metros, aunque su coste aumenta significativamente a partir de los 10 metros de profundidad según Esteban et al. [28].

Las cimentaciones por gravedad ofrecen diversas ventajas. Entre ellas, destaca la alta durabilidad del hormigón en entornos marinos y su bajo coste en comparación con otras alternativas, lo que reduce tanto los gastos de fabricación como los de mantenimiento. Inicialmente, las cimentaciones por gravedad fueron las más utilizadas en los primeros parques eólicos marinos debido a su diseño simple y su eficiencia en aguas poco profundas [24]. Sin embargo, su uso ha disminuido con el tiempo, ya que su escalabilidad y adaptación a mayores profundidades presentan dificultades técnicas principalmente.

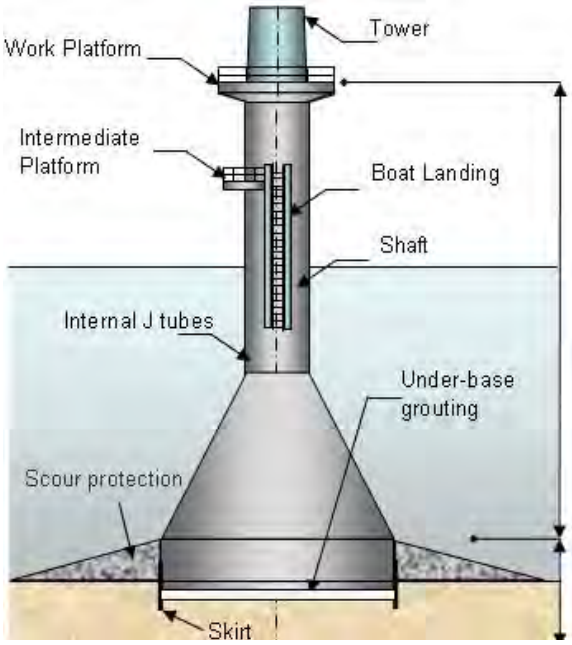

Figura 1.7.- Estructura de gravedad. (Fuente: [29])

1.6.1.2. Monopilote

El monopilote es una subestructura de diseño relativamente simple, compuesta por un elemento tubular empotrado en el lecho marino, sobre el cual se apoya la torre del aerogenerador. La profundidad de penetración en el fondo marino depende de las características del subsuelo, así como de las cargas ambientales y operativas que debe soportar la estructura [27].

Actualmente, el monopilote es la cimentación más utilizada en aerogeneradores marinos debido a su facilidad de instalación en profundidades desde los 20 a 40 metros de profundidad [30]. Esto se debe a que el monopilote es una subestructura de fabricación e instalación relativamente sencilla, lo que la convierte en una de las opciones más económicas.

Sin embargo, su principal limitación radica en la profundidad a la que puede operar, ya que su uso es viable hasta un máximo de aproximadamente 30 metros según Solana [31], aunque se están desarrollando mejoras para extender su aplicación a mayores profundidades.

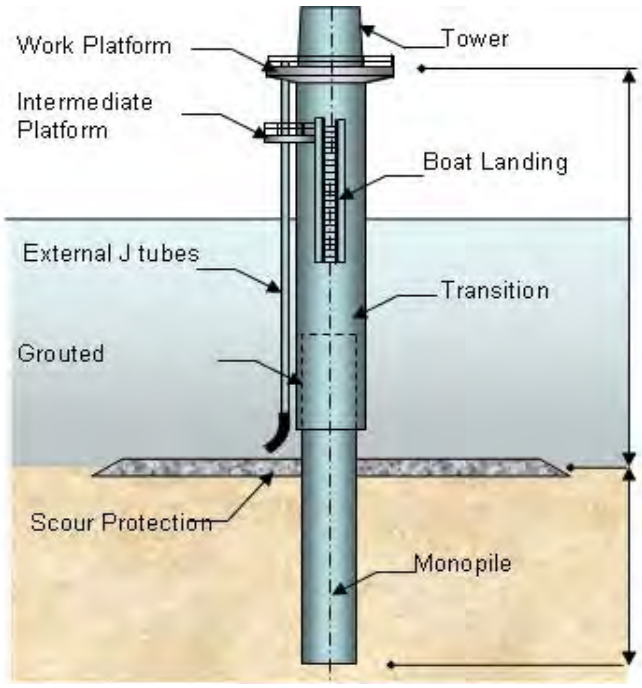

Figura 1.8.- Estructura monopilotada (Fuente: [29])

1.6.1.3. Tripilote

La estructura de soporte tipo tripilote se caracteriza por el empleo de tres pilotes conectados en su parte superior mediante una estructura común que sirve de base para el aerogenerador.

Esta configuración proporciona una rigidez estructural superior a la del monopilote, lo que permite su utilización en emplazamientos más profundos, alcanzando hasta los aproximadamente 45 metros según Sánchez et al. [30]. Sin embargo, su complejidad constructiva y los desafíos asociados a su instalación restringen su aplicación a situaciones donde el uso del monopilote no es viable [32].

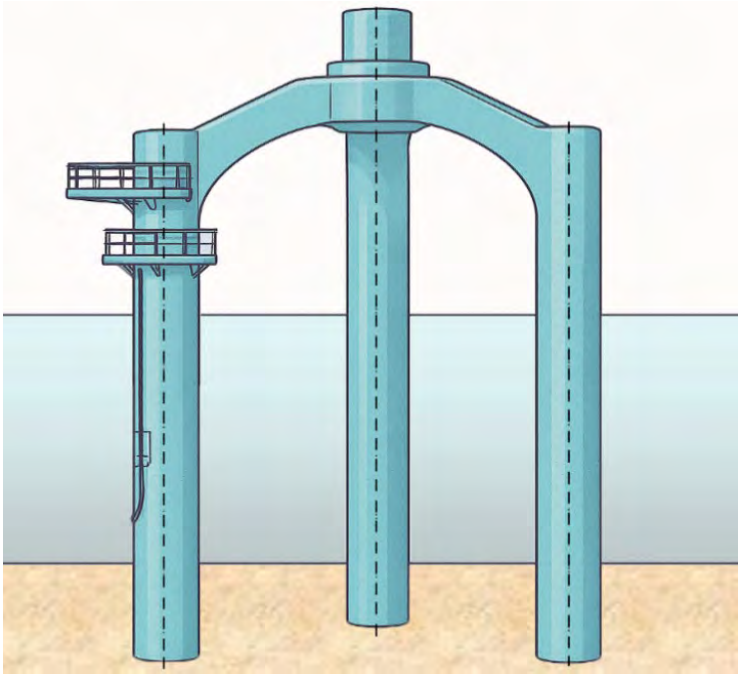

Figura 1.9.- Estructura de soporte tripilote. (Fuente: Elaboración propia con ayuda de inteligencia artificial generativa)

1.6.1.4. Trípode

Las subestructuras tipo trípode son estructuras tubulares que distribuyen el peso y las cargas del aerogenerador a través de tres patas ancladas al lecho marino. Se caracteriza por ser una cimentación relativamente ligera y de fácil instalación [27].

En comparación con los monopilotes, los trípode ofrecen una mayor rigidez estructural, permitiendo su uso en aguas más profundas, alcanzando la posibilidad de instalación de aproximadamente hasta 50 metros de profundidad según Domenico [33]. Cada uno de sus pilotes tiene un diámetro que oscila entre 1 y 2 metros, lo que supone una ventaja frente a los grandes diámetros de los monopilotes.

Respecto a estructuras como las jacket, que se mencionan a continuación, que pueden tener cuatro o más puntos de apoyo, el equilibrado de una estructura con tres patas es más sencillo en superficies irregulares como el fondo marino. Esto reduce la necesidad

de una preparación previa extensa del terreno, disminuyendo así los costes de instalación, un factor clave en el presupuesto total de un aerogenerador marino.

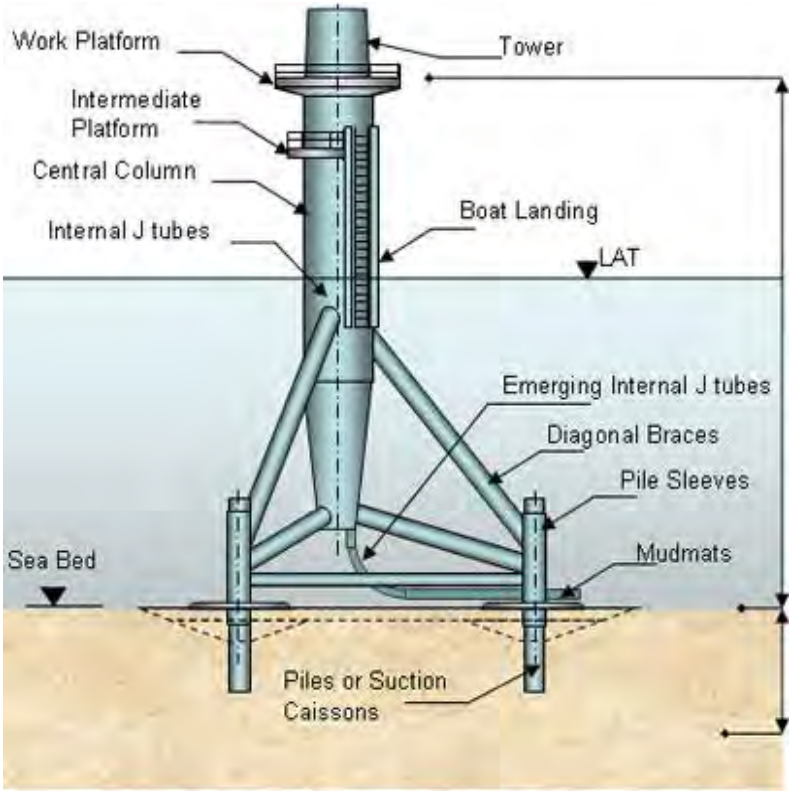

Figura 1.10.- Estructura de soporte trípode. (Fuente: [29])

1.6.1.5. Jackets o estructuras en celosía

Objeto de este trabajo, las estructuras de soporte tipo jacket tienen su origen en la industria del gas y el petróleo y están compuestas comúnmente por tres o cuatro columnas interconectadas en forma de celosía. Este sistema de cimentación fija se desarrolló como una solución para profundidades superiores a 30 metros, donde el uso de monopilotes deja de ser técnica o económicamente viable, aunque también pueden emplearse en aguas menos profundas.

Su diseño proporciona una mayor estabilidad y rigidez en comparación con otros tipos de cimentaciones, ya que cuentan con una mayor área de apoyo y son menos susceptibles a los efectos de las cargas inducidas por el agua (corriente y oleaje).

No obstante, una de sus principales desventajas es el alto coste asociado a su complejo proceso de fabricación y transporte, debido a su gran tamaño y a la considerable cantidad de acero requerida para su construcción, aunque resulta más rentable que otro tipo de estructuras equivalentes para las mismas necesidades técnicas.

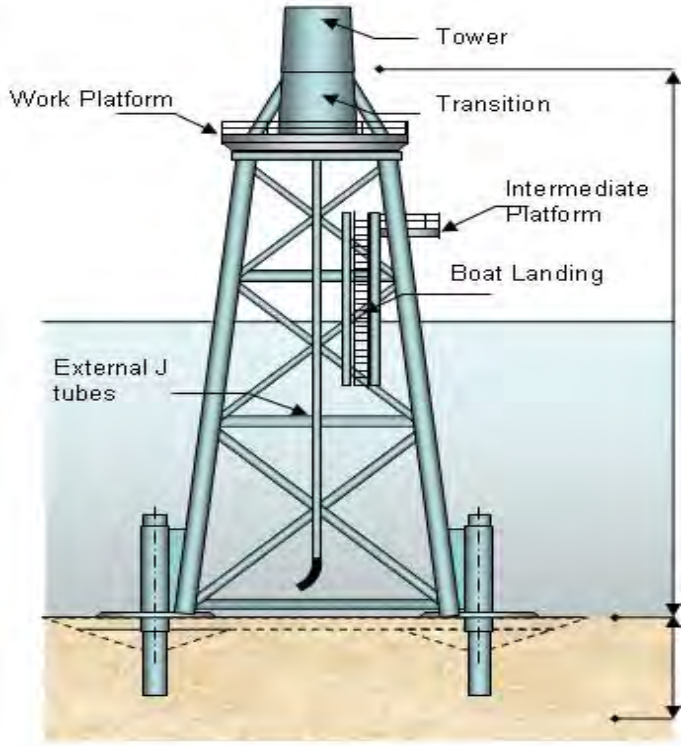

Figura 1.11.- Estructura de soporte tipo Jacket. (Fuente: [29])

1.6.2. Estructuras flotantes

Hasta ahora, la mayoría de los parques eólicos emplean subestructuras fijas al fondo marino. No obstante, las plataformas flotantes resultan una opción atractiva para instalar parques en zonas a mayor distancia de la costa donde hay mejores recursos eólicos, pero suelen presentar mayores profundidades [34]. Gracias a esta innovación, la energía eólica marina ha podido expandirse a profundidades superiores a las alcanzables con otras cimentaciones, permitiendo su instalación en rangos que van desde 60 hasta incluso los 700 metros, según Cutler et al. [35] y Barooni et al [36].

A diferencia de las estructuras fijas, las flotantes disponen de mayor libertad de movimiento, por lo que requieren líneas de fondeo. La principal ventaja de estas plataformas radica en su capacidad para operar en aguas muy profundas, donde la instalación de estructuras fijas resulta inviable desde el punto de vista técnico y económico.

Sin embargo, todavía existen desafíos tecnológicos por resolver, como reducir el movimiento causado por el viento y el oleaje, y, especialmente, lograr una disminución significativa en los costes de construcción e instalación de estas plataformas.

Estas estructuras flotantes funcionan según el principio de Arquímedes, permitiendo que el aerogenerador permanezca sobre la superficie del agua, con lo que deben ser

capaces de tener suficiente flotabilidad y estabilidad para poder resistir tanto el peso de la estructura, como para poder restringir y amortiguar los movimientos de balanceo, cabeceo y arfada. Su construcción se realiza principalmente con acero.

A continuación, se describen los distintos tipos de plataformas flotantes y sus sistemas de anclaje, empleando sus nombres en inglés (usados cotidianamente para nombrar y diferenciar este tipo de plataformas flotantes).

Los tipos de plataformas de soporte flotantes analizadas son:

- *Spar*
- *Barge*
- Semi-sumergible
- *Tensión Leg Platform* (*TLP*)

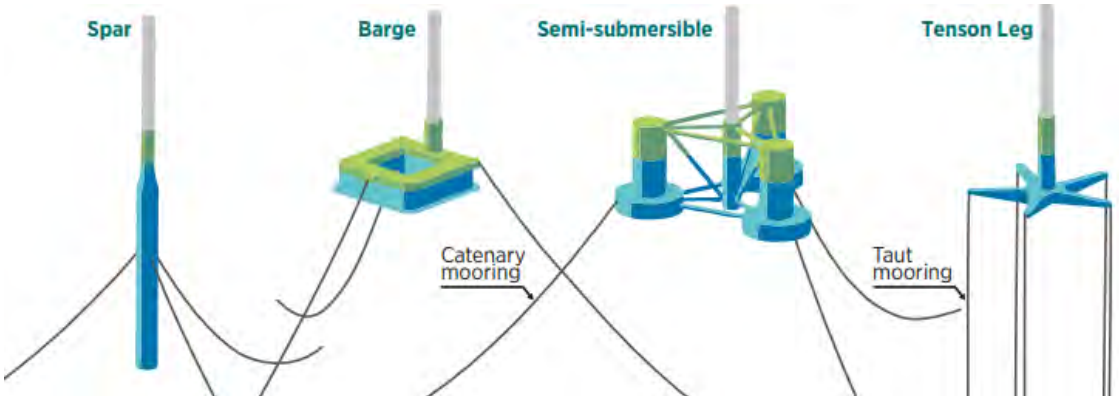

Figura 1.12.- Principales tipos de estructuras de soporte flotantes para aerogeneradores marinos. (Fuente: [37])

1.6.2.1. Spar Buoy

Las *Spar Buoy* son estructuras flotantes formadas por un cilindro vertical que se extiende desde la torre del aerogenerador hasta sumergirse en el agua. Para garantizar la estabilidad, se emplea un sistema de lastre que sitúa el centro de gravedad por debajo del centro de flotación, estabilizándola por acción de la gravedad, la cual evita el vuelco y proporciona una elevada resistencia a los movimientos del aerogenerador. La estructura se mantiene en su lugar mediante sistemas de fondeo de tipo catenaria o tensado, utilizando anclas de arrastre o de succión [37].

Este sistema ofrece mayor estabilidad en comparación con las estructuras semi-sumergibles, que se detallan a continuación. No obstante, su gran tamaño dificulta tanto su fabricación, transporte e instalación, ya que requiere aguas profundas durante estas fases, dado que el aerogenerador debe ser ensamblado directamente en su ubicación final.

1.6.2.2. Barge

Este tipo de plataforma posee características similares a las de un barco, con una longitud y anchura mayores que su altura, y su estabilidad se debe a la gran superficie en contacto con el agua. Estas estructuras permiten cierto grado de movimiento, manteniendo el aerogenerador en su posición mediante cables de amarre, los cuales, en la mayoría del tiempo, permanecen destensados.

Una de las principales ventajas de esta cimentación es su relativamente bajo coste. Sin embargo, su principal desafío radica en la longitud de los cables de amarre, que puede incrementar la complejidad y los costes de instalación en aguas profundas.

1.6.2.3. Semi-sumergible

Las estructuras semi-sumergibles están compuestas por varias columnas interconectadas (generalmente tres, aunque pueden llegar hasta cinco) mediante arriostramientos. Su estabilidad depende tanto del tamaño de las columnas como el área comprendida entre ellas. Para mejorar su comportamiento frente al movimiento vertical del agua, se incorporan placas de arfados horizontales, que contribuyen a aumentar la estabilidad general de la estructura flotante.

La torre del aerogenerador puede ubicarse en el centro de la estructura o sobre una de las columnas. Este sistema es actualmente el más utilizado debido a la facilidad de transporte e instalación, ya que permite ensamblar el aerogenerador en tierra y posteriormente remolcar toda la estructura hasta su ubicación final en el mar.

1.6.2.4. Plataforma tensionada (TLP)

Este tipo de plataforma, llamada TLP (por sus siglas en inglés *Tension Leg Plataform*) se distingue por estar completamente sumergida. Se trata de una de las soluciones de cimentación más innovadoras y actualmente se trabaja en la reducción de su alto coste.

El diseño se basa en una plataforma en forma de estrella, anclada al lecho marino con cables tensados que limitan su movimiento al plano horizontal. Esta estabilidad permite reducir el tamaño de la estructura y abaratar su fabricación, aunque el uso de cables y anclajes muy resistentes eleva considerablemente el coste total del sistema.

1.7. Identificación de la tipología estructural planteada

Dado que la construcción e instalación de las estructuras de soporte tipo jacket requieren una elevada inversión económica, resulta fundamental contar con herramientas que permitan estimar los costes y analizar las diferentes opciones de diseño de jackets durante la etapa de prediseño y seleccionar, según cada situación y contexto, la solución más adecuada que satisfaga las exigencias normativas y económicas. Para ello, es imprescindible identificar los diferentes elementos de la tipología estructural planteada y los requerimientos técnicos que presenta. En este apartado, se detallan los diferentes elementos que componen estas estructuras.

1.7.1. Número de apoyos (*Legs*)

Los apoyos, vulgarmente denominadas patas, de las estructuras tipo jacket actúan como los elementos verticales portantes del sistema. Su función principal es transmitir las cargas verticales (peso propio de la torre, góndola, rotor, y la pieza de transición) y las cargas horizontales debidas al viento, oleaje y corriente marina, hacia el lecho marino a través de los pilotes de anclaje o cajones de succión. Estas patas están conectadas entre sí mediante diagonales y horizontales (arriostramientos o brazos) formando una estructura tipo celosía que proporciona rigidez y estabilidad frente a esfuerzos dinámicos. Debido a que estas estructuras están expuestas a condiciones ambientales severas, las patas deben soportar importantes cargas cíclicas, por lo que su diseño debe tener en cuenta tanto la resistencia estática como la fatiga, tal y como comentan Fernández et al. [38] y Rivas [39].

A pesar de que existen diseños de estructuras de soporte de hasta seis patas [40], normalmente se diseñan estructuras de tres o cuatro patas. Un diseño con más patas permite utilizar tubos de menor tamaño y, por lo tanto, se reduce el coste de fabricación. Sin embargo, el aumento en el número de patas también conlleva entre otros un incremento en la cantidad de uniones soldadas necesarias, aumentando los costes de soldadura.

1.7.2. Arriostramientos o brazos (*Bracing*)

Son las diagonales y horizontales que forman el sistema de arriostramiento (*bracing*) de la estructura. Estos tubos conectan las patas entre sí y forman triángulos estructurales que aumentan la rigidez de la estructura y distribuyen de forma eficiente las cargas a lo largo de toda la estructura. Estas conexiones pueden disponer de varias configuraciones, en Z, K o X (ver Figura 1.13), según los requerimientos estructurales [41].

El arriostramiento en Z, conocido en inglés como *Z-bracing* se caracteriza por diagonales alternas que forman una “Z”, sin cruces centrales ni nodos compartidos, lo que permite una transmisión continua de cargas. Es fácil de instalar y adecuado para zonas con baja exigencia estructural, aunque ofrece menor rigidez lateral que otros sistemas.

El arriostramiento en K, en inglés, *K-bracing* se compone de dos diagonales que forman una “K” al unirse en un nodo central del miembro vertical. Ofrece buena rigidez y distribuye eficientemente las cargas laterales sin usar cruces, aunque concentra esfuerzos en el nodo central, lo que exige un diseño preciso.

El arriostramiento en X (*X-bracing*) utiliza diagonales cruzadas que forman una “X” entre los vértices opuestos de la estructura, proporcionando la mayor rigidez entre los tipos analizados. Es muy eficaz frente a cargas dinámicas como viento u oleaje, por lo que se emplea en la base de las estructuras jacket. Sin embargo, tienen a una mayor complejidad en su fabricación e instalación, especialmente en los puntos de cruce.

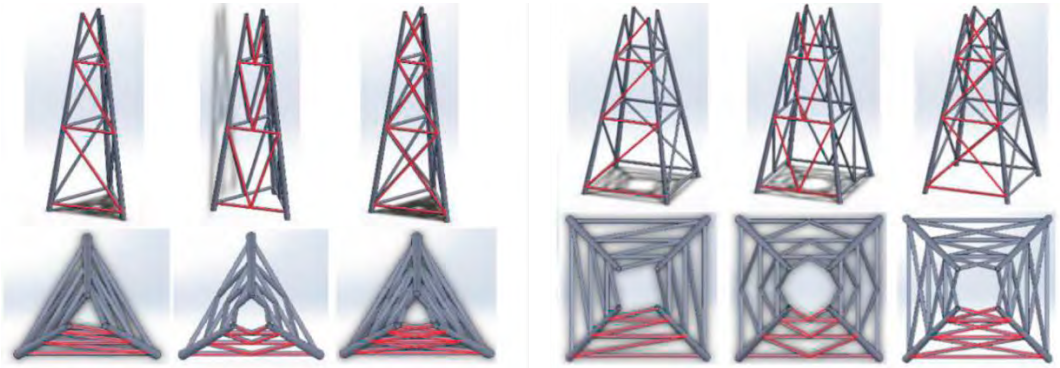

Figura 1.13.- Diferentes tipos de arriostramientos en Z, K y X para configuración de tres (izquierda) y cuatro (derecha) apoyos. (Fuente :[41])

1.7.3. Número de niveles de arriostramientos (*Bays*)

En función de las características específicas de cada proyecto y, particularmente, de la profundidad del emplazamiento, las estructuras tipo jacket pueden incluir un número diferente de niveles de brazos. Habitualmente, las estructuras de esta tipología suelen contar con entre tres y cinco niveles, siendo especialmente frecuentes aquellas configuraciones de tres (Figura 1.14 izquierda) o cuatro (Figura 1.14 derecha), debido al equilibrio técnico y económico que proporcionan. Además de la profundidad, factores como las dimensiones y peso del aerogenerador, las condiciones ambientales y limitaciones logísticas relacionadas con la fabricación y el transporte también condicionan el diseño. Estos niveles intermedios aportan la rigidez necesaria para resistir las cargas ambientales y garantizar la estabilidad general del aerogenerador marino a lo largo de su vida útil.

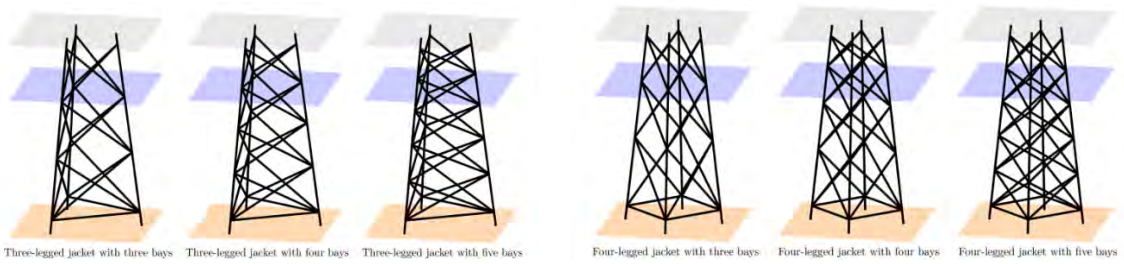

Figura 1.14.- Estructuras de soporte de tres (izquierda) y cuatro (derecha) apoyos con diferentes niveles de arriostramiento. (Fuente: [42])

1.7.4. Huella de la estructura

La huella del jacket se refiere al tamaño de su base. Una base más pequeña reduce el peso estructural, pero exige pilotes más profundos, mientras que una base mayor aumenta el peso, pero requiere un pilotaje menos profundo. Para definir su tamaño óptimo, es esencial realizar un estudio geotécnico del terreno, del cual se derivan los dos parámetros clave para su dimensionamiento:

- Separación de los soportes principales en la base (huella de la estructura).
- Separación de los soportes principales en la cima.

1.7.5. Pilotes

La cimentación del jacket se realiza mediante pilotes de acero que se hincan en el lecho marino. Estos pilotes pueden conectarse directamente a las patas de la estructura (en inglés se denomina *in-pile*) (Figura 1.15 izquierda) o fijarse externamente a través de conectores estructurales (en inglés, *pile sleeves*) (Figura 1.15 derecha) [43]. Una vez posicionados, los pilotes se aseguran mediante el uso de morteros especiales, conocidos como *grout*, que permiten una unión sólida entre el pilote y la estructura. La elección del tipo de anclaje y la técnica de instalación dependen de las características geotécnicas del fondo marino. En el apartado 3.3 de este documento se detallan los tipos de instalación.

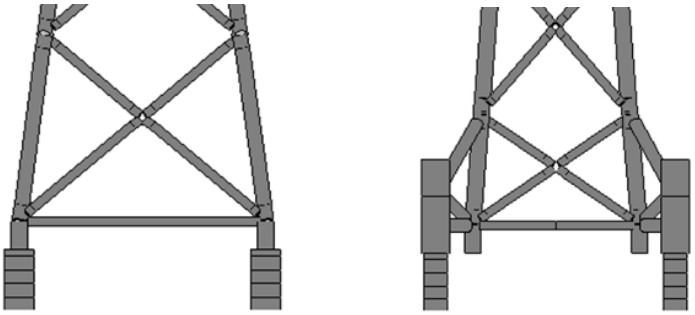

Figura 1.15.- Pilotes conectados a las patas de la estructura, in-pile (izquierda) o mediante estructuras externas, pile sleeves (derecha). (Fuente: [43])

1.7.6. Nudos

En cada punto donde una pata se cruza con los elementos diagonales u horizontales (arriostramientos) se genera una unión estructural, también conocido como nudo, que enlaza varios tubos y permite la transferencia de cargas entre ellos. La correcta concepción y producción de estos nudos resulta fundamental para garantizar la integridad estructural y la vida útil de la jacket. Existen dos métodos principales para la construcción de estas uniones estructurales:

- Unión mediante soldadura directa de tubos de acero (nudos tubulares soldados). (Figura 1.16 izquierda)
- Unión mediante la construcción de uniones de acero moldeado (nudos de fundición). (Figura 1.16 derecha)

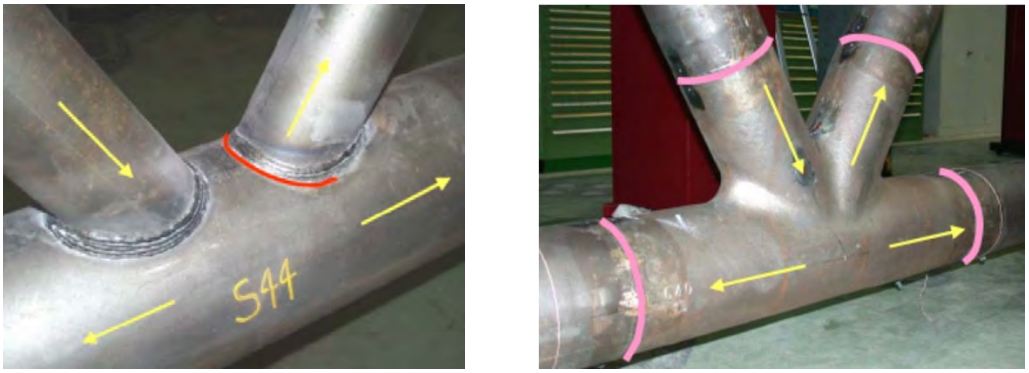

Figura 1.16.- Nudo mediante soldadura (izquierda) y de fundición (derecha). (Fuente: [44])

1.7.6.1. Nudos tubulares soldados

Este tipo de nudos son los que emplean tradicionalmente las estructuras tipo jackets de la industria petrolífera y eólica marina. Esta unión se resuelve soldando directamente entre sí los extremos de los elementos tubulares (patas y arriostramientos). El proceso de soldadura se detalla en el apartado 2.1.3 de este documento.

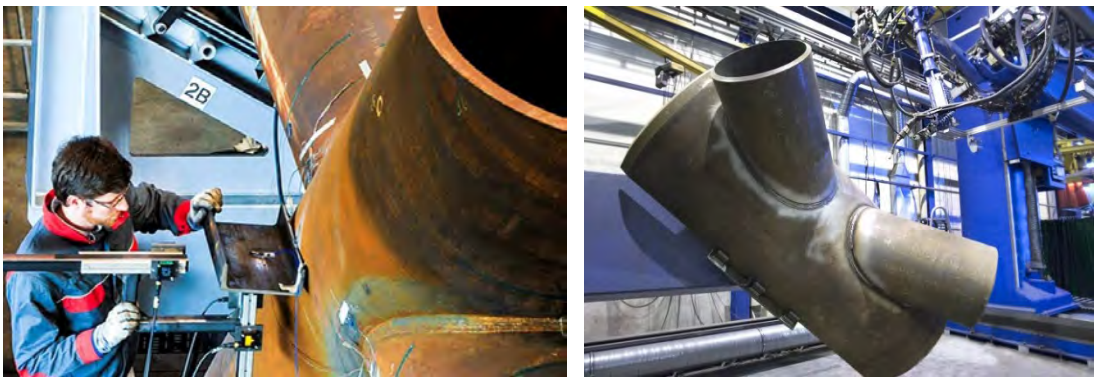

Figura 1.17.- Unión mediante soldadura (nudos tubulares soldados). (Fuente: [45] (izquierda) [46] (derecha))

Según Seidel [47], la unión mediante soldadura directa de tubos de acero presenta las siguientes ventajas:

- Permiten una mayor flexibilidad en el montaje, lo que facilita la adaptación a las tolerancias.
- Se evita el elevado coste asociado a las piezas fundidas de acero.
- En general, ofrecen una mayor flexibilidad en el diseño, mientras que en las versiones fundidas se requieren nodos simétricos (esto aplica especialmente cuando el número de instalaciones es reducido; para grandes volúmenes, las piezas fundidas pueden llegas ser rentables en ciertas condiciones).
- Se reduce el número de soldaduras, ya que pueden evitarse las soldaduras circunferenciales en las patas en los nodos (según el método de ensamblaje, detallados en el apartado 2.1.4.6).

1.7.6.2. Nudos de fundición

Una alternativa de diseño que ha cobrado relevancia en los últimos años es el uso de nudos fundidos, es decir, componentes de acero colado en molde que integran en una sola pieza sólida la intersección de varios tubos. En lugar de soldar entre sí cada diagonal y la pata en ángulos complicados, se fabrica un nodo completo mediante fundición, con extremos huecos preparados donde las secciones rectas de los tubos de la pata y los arriostramientos se unen mediante soldadura circunferencial. Este enfoque se originó en la década de 1980, cuando se introdujeron los primeros nodos fundidos en plataformas petrolíferas marinas [44], y desde entonces ha sido adoptado en diversos proyectos, especialmente a medida que la energía eólica marina avanza hacia diseños de estructuras de soporte de la tipología jacket.

Figura 1.18.-Nudo de fundición. (Fuente: [47])

Las ventajas de que ofrece la construcción y utilización de nudos de fundición con nodos fundidos para las uniones estructurales según Seidel [47] son:

- Solo se requieren soldaduras circunferenciales simples, que pueden fabricarse de manera eficiente mediante procesos de soldadura automatizados (ver Figura 1.19), lo que disminuye la necesidad de soldadores especializados.
- El control de calidad de estas soldaduras puede automatizarse y resulta más fiable que en el caso de soldaduras complejas en nodos tubulares.
- Los elementos fundidos presentan una alta resistencia a la fatiga y gran capacidad estructural, y pueden producirse en cadena manteniendo una calidad elevada.
- Los ángulos de los nodos pueden variar en un rango más amplio, lo que ofrece mayor libertad en el diseño general de la estructura.

Figura 1.19.-Automatización de las soldaduras. (Fuente: [47])

1.7.6.3. Costes de las uniones

Los costes asociados a las uniones fundidas en estructuras tipo jacket son difíciles de cuantificar debido a la complejidad inherente de su proceso de fabricación. Este proceso implica la creación de moldes específicos y la realización de tratamientos térmicos y mecanizados precisos, lo que conlleva inversiones iniciales significativas. Estas inversiones resultan rentables en proyectos de mayor escala, donde la economía de escala puede amortizar los elevados costes iniciales, puesto que se prefieren por su mejor comportamiento estructural ante cargas cíclicas y por reducir el volumen y la complejidad de las uniones soldadas. Por lo tanto, este estudio se centra exclusivamente en las uniones soldadas, que es el método tradicional empleado para la construcción de este tipo de subestructuras, las cuales se detallan en profundidad en el apartado 2.1.3 de este documento evaluando las diferentes técnicas y los costes asociados.

1.7.7. Requisitos técnicos

Aunque no es objeto de este estudio, que se centra en la vertiente económica, las estructuras de soporte que sirven de soporte a aerogeneradores marinos deben verificarse que cumplen con los estrictos requerimientos estructurales establecidos por los estándares internacionales, entre los cuales destacan los de la entidad certificadora DNV (Det Norske Veritas). En particular, la norma DNV-ST-0126 [48] establece criterios para verificar la integridad estructural frente a distintos estados límite, siendo los más relevantes:

- El estado límite de servicio (ELS).
- El estado límite último (ULS)
- El estado límite de fatiga (FLS).

1.7.7.1. Estado límite de servicio (ELS)

Se refiere a la capacidad de la estructura para mantener su funcionalidad y condiciones operativas normales sin experimentar deformaciones excesivas, vibraciones molestas o movimientos que afecten su desempeño durante la vida útil prevista. Este estado límite evalúa aspectos como la verticalidad de la torre, la amplitud de desplazamientos bajo cargas habituales (como viento de operación u oleaje moderado) y la comodidad estructural. El objetivo es asegurar que la estructura conserve sus condiciones de servicio sin que se vean comprometidos ni la seguridad ni el funcionamiento de los equipos que soporta. Para su evaluación se consideran criterios normativos específicos y se aplican coeficientes de uso que permiten controlar las deformaciones, aceleraciones y otros parámetros funcionales bajo acciones frecuentes.

1.7.7.2. Estado límite último (ULS)

Se refiere a la capacidad de la estructura para resistir cargas extremas sin colapsar. La estructura debe demostrar suficiente resistencia ante combinaciones de cargas máximas derivadas del viento, el oleaje, las corrientes marinas, el peso propio, la carga del aerogenerador y posibles impactos. El diseño debe garantizar que ni los elementos individuales (como patas, arriostramientos o nodos) ni las conexiones soldadas alcancen condiciones de fallo plástico o inestabilidad global. Para ello, se aplican coeficientes de seguridad y métodos de cálculo que consideran tanto la resistencia de los materiales como la capacidad portante de los elementos bajo condiciones estáticas y dinámicas severas.

1.7.7.3. Estado límite de fatiga (FLS)

Por su parte, el estado límite de fatiga evalúa la durabilidad estructural frente a la acción repetitiva de cargas variables a lo largo del tiempo. Dado que los aerogeneradores marinos están sometidos a ciclos constantes de carga por viento y oleaje, el análisis de fatiga resulta fundamental para garantizar la vida útil de la estructura, que típicamente se proyecta en 20 a 30 años, llegando en ocasiones dimensionarse hasta 50 años. En este caso, se emplean curvas S-N (relación esfuerzo-número de ciclos) específicas para los materiales y tipos de unión utilizados, considerando también factores de concentración de tensiones y calidad de la soldadura. El cumplimiento del estado límite de fatiga asegura que no se produzcan fisuras o fallos progresivos por fatiga en ningún punto crítico de la estructura.

Todos los estados límite deben ser verificados en el diseño mediante simulaciones numéricas y análisis estructurales detallados que reproduzcan con precisión las condiciones del emplazamiento marino.

CAPÍTULO II
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS

Este capítulo describe detalladamente el proceso de fabricación y ensamblaje de las estructuras de soporte tipo jacket, desde la transformación de materias primas en componentes estructurales hasta su montaje final en el astillero, identificándose los principales factores técnicos, logísticos y de diseño que influyen en su coste. Mediante un enfoque heurístico, se estiman los costes parciales asociados a las principales partidas que afectan al coste: materiales, soldaduras y protección anticorrosiva; con el objetivo de proporcionar una base de precios que simplifique la cuantificación de estos costes parciales que se emplearán en la función de estimación de costes.

2.1. Proceso de fabricación

La creciente demanda de energías renovables ha posicionado a la eólica marina como un eje estratégico en la descarbonización global, requiriendo estructuras de soporte robustas y rentables para aerogeneradores en aguas cada vez más profundas. Entre estas, las estructuras jacket destacan por su versatilidad técnica, aunque su coste, asociado principalmente al proceso de fabricación, representa un desafío económico para su escalabilidad.

Los costes asociados a la fabricación de las subestructuras de soporte para aerogeneradores marinos representan una proporción significativa dentro del coste total de capital (Capital Expenditure, o CAPEX, por sus siglas en inglés). Estas estructuras de soporte, fundamentales para garantizar la estabilidad y durabilidad de las turbinas en condiciones ambientales adversas, suelen oscilar entre el 15% y el 25% del CAPEX total según Myhr et al. [49] y Connolly [50], dependiendo de la profundidad del agua, tipo de subestructura seleccionada y las dimensiones del parque.

2.1.1. Materiales

Las estructuras de soporte tipo jacket se fabrican principalmente con acero estructural, siguiendo los criterios especificados por la normativa de obligado cumplimiento, especialmente por la UNE-EN 10025 (o UNE-EN 10225 para aceros soldables para estructuras marinas fijas) y los estándares recomendados de DNV GL Group, de acuerdo a la DNVGL-OS-B101 [51]. Según esta última, los materiales utilizados deben tener características específicas en términos de resistencia, ductilidad, tenacidad y resistencia a la fatiga, esenciales debido a las cargas dinámicas generadas por viento, oleaje y corrientes marinas que sufren este tipo de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos.

2.1.1.1. Denominación del acero

La DNVGL-OS-B101 [51] establece un sistema de designación de grados de acero mediante el código:

VL *xWy*

siendo:

- *x*: Letra que indica la temperatura a la que se efectúa el ensayo de Charpy, que para los aceros de alta resistencia (límite elástico superior a 265 MPa):
  - A: Ensayo realizado a 0ºC.
  - D: Ensayo realizado a -20ºC.
  - E: Ensayo realizado a -40ºC.
  - F: Ensayo realizado a -60ºC
- *W*: Se utiliza la letra W cuando el material cuenta con características mejoradas de soldabilidad; de lo contrario, se omite.
- *y***:** Representa un valor numérico que indica de manera aproximada el límite elástico del material. Se omite para aceros con límite elástico inferior a 265 MPa.

Su equivalencia a los eurocódigos, de acuerdo con la Guía para las especificaciones técnicas del acero estructural [52], los aceros estructurales se identifican mediante símbolos estandarizados que incluyen, principalmente:

Snnn an +x

donde:

- *S*: Indica que se trata de acero estructural.
- *nnn*: Hace referencia al límite elástico mínimo del material en MPa para la gama de espesores más baja (medido a un espesor de 16 mm).

- an: Toma combinación de valores: J2, K2, JR, o JO; según la tenacidad del material, evaluada mediante el ensayo de impacto Charpy (método de la entalla en "V"), siendo [53]:
    - J: Indica que el acero ha sido sometido al Test de Charpy a 27J.
    - K: Nivel de energía de impacto más alto que J (40 J en lugar de 27 J).
    - R: Significa que el test fue realizado a temperatura ambiente (aproximadamente 20°C).
    - 0: Indica que el test fue realizado a 0°C.
    - 2: Indica que el test fue realizado a -20°C.
- +x: Letras que indican información adicional como tratamientos y condiciones especiales definidos por la normativa europea UNE-EN-10025.

Estas nomenclaturas permiten clasificar rápidamente las propiedades químicas y mecánicas, para su correcta elección durante la etapa de prediseño de estas estructuras.

2.1.1.2. Propiedades del acero estructural de alta resistencia

En la Tabla 2.1 se presenta la reducción del límite elástico en función del espesor para aceros normalizados de diferentes resistencias con soldabilidad mejorada.

Tabla 2.1.- Límite elástico (MPa) de aceros estructurales según el espesor. (Fuente: [51])

DNVGL-OS-B101	**[1)]UNE-EN 10025**	Espesor **t ≤ 25 mm**	Espesor **25 < t ≤ 50 mm**	Espesor **50 < t ≤ 75 mm**	Espesor **75 < t ≤ 100 mm**
VL *x*[2)]W27	S275	265	245	230	220
VL *x*[2)]W32	S320	315	395	280	270
VL *x*[2)]W36	S355	355	335	320	310
VL *x*[2)]W420	S420	420	420	400	380
VL *x*[2)]W460	S460	460	460	440	420
VL *x*[2)]W500	S500	500	500	480	460

1) aproximación a la nomenclatura según UNE-EN-10025
2) x toma valores: A, D, E o F; en función de la temperatura (en ºC) a la que se realiza el test de Charpy (0, -20, -40 o -60 respecticamente).

La normativa DNVGL-OS-B101 [51] exige que estos materiales cuenten con certificados de calidad que garanticen la composición química, las propiedades mecánicas y la trazabilidad durante su fabricación y montaje.

En Europa, para la fabricación de piezas y estructuras de acero se utilizan diversas calidades de acero estructural, desde aceros de resistencia normal (NS) como S195 o S235, aceros de alta resistencia (HS) como S275 o S355 hasta aceros de extra alta resistencia (EHS) como S420 o S460 según Gilbert [54] y Igwemezie et al. [55].

Igwemezie et al. [56] confirma que el material predominante utilizado en el diseño de subestructuras de soporte tipo jacket de aerogeneradores marinos se corresponde con el acero estructural de alta resistencia de la familia S355 (cuyo límite elástico mínimo aproximado de 355 MPa), conforme a la normativa europea UNE-EN 10025. Según ITW Welding Singapore [57], para partes de la estructura críticas, expuestos a altas cargas cíclicas y potenciales ambientes corrosivos, se recomiendan aceros de grados superiores como S420 y S460 con requisitos adicionales de tenacidad (ensayos de impacto Charpy a bajas temperaturas) y resistencia a la fatiga.

2.1.1.3. Costes del acero estructural laminado

El peso total de la estructura es un factor determinante en el coste, ya que define la cantidad necesaria de materia prima. Un mayor peso implica una cantidad mayor de acero, y por tanto un mayor coste en esta partida.

La elección del tipo de acero estructural depende de las necesidades técnicas particulares de cada estructura. Un diseño eficiente que reduzca el peso total contribuye directamente a disminuir los gastos en materiales. No obstante, es fundamental encontrar un equilibrio con el rendimiento estructural, ya que optar por aceros de mayor resistencia, aunque su precio por unidad sea más elevado, puede reducir la cantidad de material necesario y, en consecuencia, reducir el coste total de fabricación.

Los precios del acero son inestables y pueden variar significativamente según el país, la ubicación y diversos factores adicionales. Como punto de partida, se establece un precio base de 750-1.000 € por tonelada para acero a granel (precios a mayo de 2025) [58]. La situación se complica aún más debido a la existencia de diferentes calidades y grados. Para el caso base, se añade un coste adicional de 225 € por tonelada para reflejar el acero S355 tratado para uso marino, lo que eleva el precio base a 1.225 € por tonelada [59].

En la Tabla 2.2 se muestran los precios unitarios por peso (en kilogramos) del acero estructural laminado extraído de la Base de Precios de la Construcción del Gobierno de Extremadura del año 2025 [60].

Tabla 2.2.- Estimaciones de precios del acero estructural laminado. (Fuente: [60])

Ud	Resumen	Precio	
kg	Acero laminado S 275 JR	1,14	€
kg	Acero laminado S 275 J0	1,30	€
kg	Acero laminado S 275 J2	1,30	€
kg	Acero laminado S 355 JR	1,77	€
kg	Acero laminado S 355 J0	1,77	€
kg	Acero laminado S 355 J2	1,77	€
kg	Acero lam. termomecánico S 355 M	1,80	€
kg	Acero lam. termomecánico S 460 M	1,90	€

El coste asociado a los materiales de la estructura no se reduce únicamente al valor del acero laminado utilizado como materia prima. Es necesario considerar también los gastos derivados de los procesos industriales implicados en la transformación de dicho acero, en particular la fabricación del perfil tubular, empleados para la construcción de la estructura de soporte tipo jacket. Esta etapa de producción conlleva operaciones específicas que influyen de forma significativa en el coste final del componente, las cuales se describen en detalle a continuación.

2.1.2. Fabricación de perfiles tubulares de acero

2.1.2.1. Conformación de pilotes y patas

Los perfiles tubulares de acero de grandes dimensiones, como los pilotes y las patas, se fabrican de manera similar que las estructuras tubulares que componen los monopilotes. Se trata de secciones cilíndricas, comúnmente denominadas *cans* en inglés o virolas en español, que se obtienen a partir de chapas de acero laminadas unidas longitudinalmente. El proceso de fabricación de estos tubos se divide en distintas etapas, recogidas en la Tesis de Gancedo [43], que se describen a continuación.

Todo comienza a partir de chapas (Figura 2.1 izquierda) de acero estructural (habitualmente de grado S355 o superior, como se comenta en el apartado 2.1.1.2 de este capítulo) con espesores variables, que se seleccionan en función de los requerimientos estructurales (cargas, profundidad, oleaje, etc.). Estas chapas se almacenan y se someten a corte térmico (plasma u oxicorte CNC) (Figura 2.1 derecha) para obtener las láminas con dimensiones deseadas que serán posteriormente curvados en forma tubular.

Figura 2.1.- Recepción (izquierda) y corte mediante CNC (derecha) de las chapas de acero estructural. (Fuentes: [61] (izquierda) [62] (derecha))

Una vez cortadas se curvan en prensas hidráulicas o en rodillos de curvado para formar los cilindros que darán lugar a los tubos primarios, tal y como se muestra en la Figura 2.2 .Este proceso debe controlar tolerancias muy estrictas para garantizar el correcto alineamiento en fases posteriores de soldadura.

Figura 2.2.- Curvado y conformado de las placas de acero. (Fuentes: [63] (izquierda) y [64] (derecha))

Las juntas longitudinales de cada tubo se sueldan inicialmente con puntos de soldadura (Figura 2.3 izquierda) para mantener la forma cilíndrica antes de la soldadura completa. Dado el elevado espesor, a menudo se requiere precalentamiento (Figura 2.3 derecha) de la zona a soldar antes de la soldadura longitudinal.

Figura 2.3.- Puntos de soldadura (izquierda) y precalentamiento (derecha) del tubo antes de la soldadura longitudinal. (Fuente: [61])

Las secciones tubulares se sueldan a lo largo de la junta longitudinal con procesos de alta deposición, generalmente mediante técnicas de soldadura por arco sumergido (SAW) automatizada (Figura 2.4), que, como se comentará en el apartado 2.1.3.4.3 de este mismo documento, permite una penetración completa en toda la sección.

Figura 2.4.- Soldadura longitudinal automatizada mediante SAW. (Fuentes: [64] (izquierda) y [61] (derecha))

Para obtener tramos tubulares con las longitudes deseadas, las virolas se unen entre sí mediante soldaduras circunferenciales por arco sumergido (Figura 2.5 derecha) en posición rotatoria sobre bancos o rodillo. En esta etapa, también se aplica un precalentamiento previo a la soldadura (Figura 2.5 izquierda).

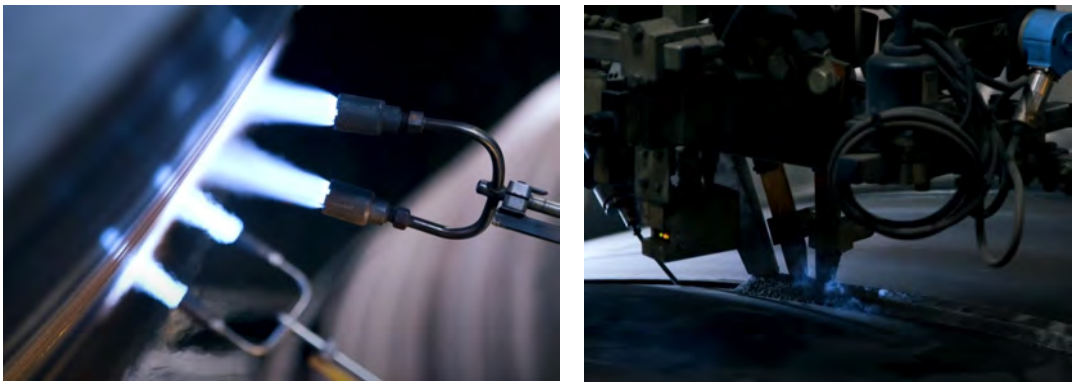

Figura 2.5.- Precalentamiento (izquierda) y soldadura mediante SAW (derecha). (Fuente: [61])

Durante todo el proceso, se realizan controles de calidad para verificar que cumple el perfil tubular con los criterios de calidad definidos por la normativa recomendada. Por un lado, todas las uniones soldadas se someten a inspecciones visuales y pruebas no destructivas incluyendo ensayos por ultrasonidos, partículas magnéticas, radiografías tal y como se comentará en el apartado 2.1.3.5 de este mismo documento y se refleja en la Figura 2.6. Por otro lado, se realizan controles dimensionales tanto durante la etapa de curvado como en la geometría final.

Figura 2.6.- Inspección y control de calidad de las estructuras tubulares. (Fuente: [61])

2.1.2.2. Conformación de arriostramientos

Los perfiles tubulares utilizados en los arriostramientos, que suelen tener diámetros inferiores que las patas y pilotes, pueden producirse mediante procesos de fabricación distintos. Esto se debe a que sus dimensiones más reducidas facilitan su manipulación y permiten una mayor automatización en la producción. En general, existen dos métodos principales para la fabricación de tubos de acero:

- Fabricación de tubos sin costura.
- Fabricación de tubos con costura.

2.1.2.2.1. Fabricación de tubos sin costura

La fabricación de tubos de acero sin costura comienza con un tocho de acero macizo (Figura 2.7 izquierda). Este tocho, en forma de lingote, se introduce en un horno industrial donde se eleva su temperatura hasta aproximadamente 1.200 °C (Figura 2.7 derecha). Este calentamiento permite que el material adquiera la plasticidad necesaria para su conformado, sin alcanzar el punto de fusión [65].

Figura 2.7.- Tocho de acero macizo (izquierda) y horno industrial (derecha). (Fuente: [66])

Una vez caliente, el tocho es sometido a una operación de punzonado mediante una prensa con mandril (Figura 2.8 izquierda) y un sistema de rodillos rotativos (Figura 2.8 derecha) [65]. Esta etapa transforma el sólido en un perfil tubular hueco, con el objetivo de obtener un espesor uniforme de pared y una superficie sin defectos [67].

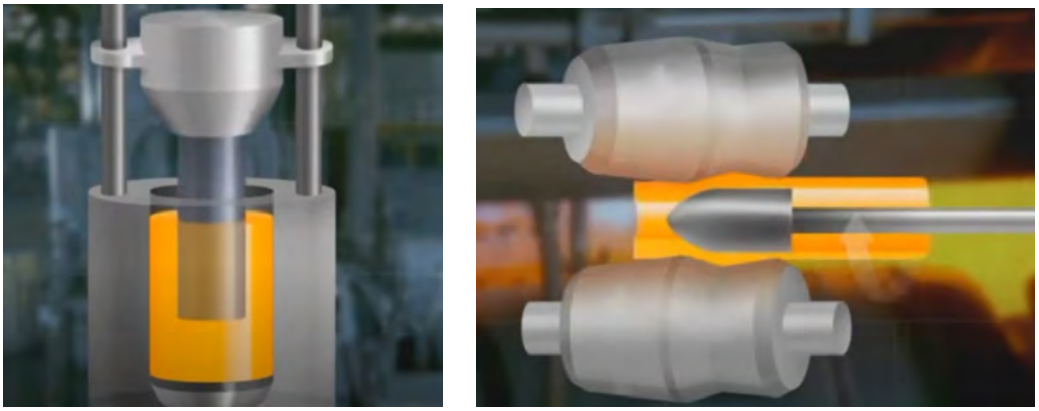

Figura 2.8.- Punzonado mediante prensa con mandril (izquierda) y con sistema de rodillos rotativos (derecha). (Fuente: [66])

La pieza hueca, conocida como capilar [67] , se introduce en trenes de laminación que afinan progresivamente sus paredes y alargan su longitud (ver Figura 2.9.-). Durante este proceso, se utiliza un mandril interior para asegurar una sección interior constante y homogénea.

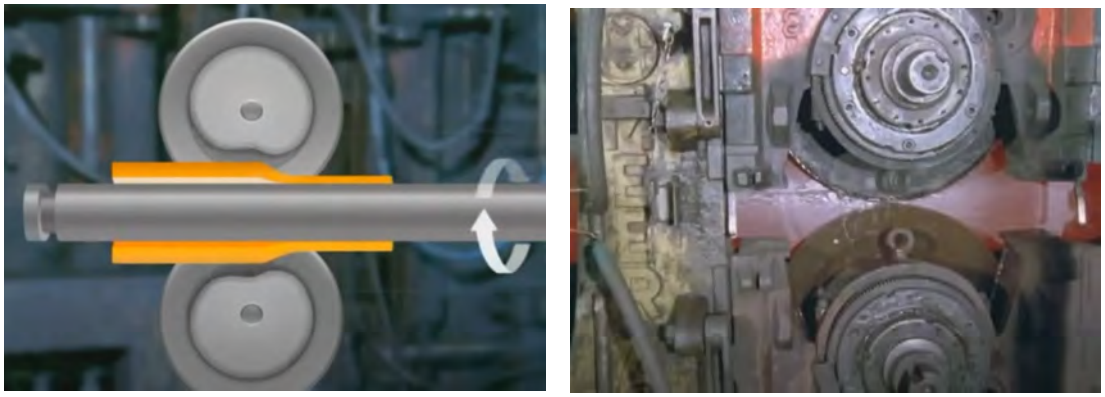

Figura 2.9.- Trenes de laminación. (Fuente: [66])

Posterior al laminado, el tubo se somete a un proceso de calibrado utilizando equipos estiradores, los cuales ajustan el diámetro externo hasta las dimensiones exactas requeridas. Estas máquinas también corrigen desviaciones de forma, mejorando la redondez y la precisión dimensional [67]. En algunos casos, este proceso se realiza en una etapa conocida como reducción de tensión o *stretch reducing* [68], donde se aplica tracción controlada para optimizar el acabado.

Finalmente, se realiza un decapado (Figura 2.10 izquierda) y se lubrica al acero para eliminar el óxido superficial y facilitar el estirado en frío. Luego, mediante trefilado o laminado en frío (Figura 2.10 derecha), se reduce el diámetro y espesor del tubo hasta alcanzar las dimensiones deseadas. Por último, se efectúan inspecciones visuales, dimensionales y pruebas no destructivas para asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad [65].

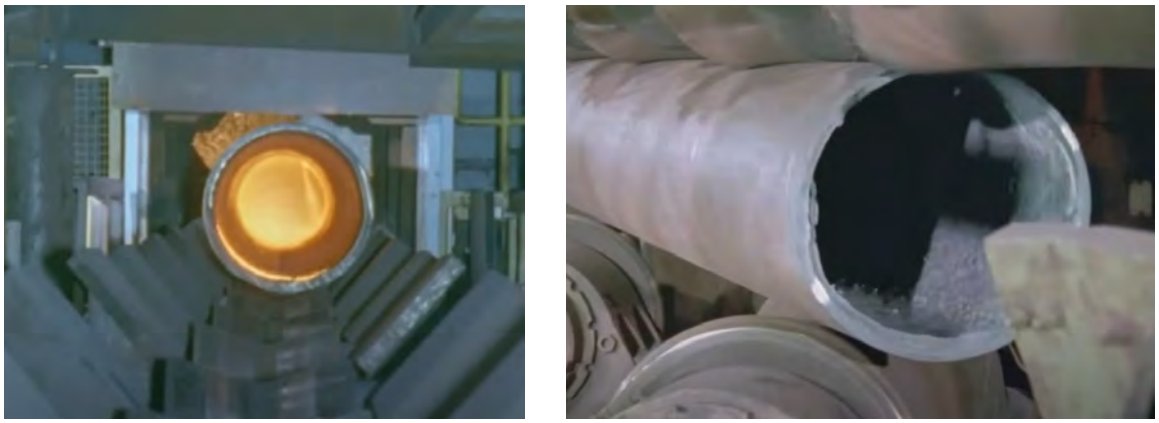

Figura 2.10.- Decapado (izquierda) y laminación en frío (derecha). (Fuente: [66])

2.1.2.2.2. Fabricación de tubos con costura

La fabricación de tubos de acero con costura comienza con el acero en forma de planchas (Figura 2.11 izquierda) o bobinas (Figura 2.11 derecha). En caso de partir de bobinas, se desenrollan, y, al igual que partiendo de planchas, se nivelan para eliminar imperfecciones. Posteriormente, se cortan en tiras con el ancho necesario para la producción del perfil tubular deseado.

Figura 2.11.- Planchas (izquierda) y bobinas (derecha) de acero.
(Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha))

Las tiras de acero se introducen bien en un sistema de rodillos (Figura 2.12 izquierda) o en prensas (Figura 2.12 derecha) que les va dando una forma cilíndrica abierta.

Figura 2.12.- Rodillos (izquierda) y prensa (derecha) empleadas para el curvado de las láminas de acero. (Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha))

Una vez que los bordes de la lámina se aproximan, se procede a la soldadura mediante métodos eléctricos que funden los extremos, creando una costura continua a lo largo del eje longitudinal del tubo (ver Figura 2.13). Este cordón de soldadura, resultado de la soldadura longitudinal, sella permanentemente la unión y da lugar a un tubo con una línea visible de soldadura.

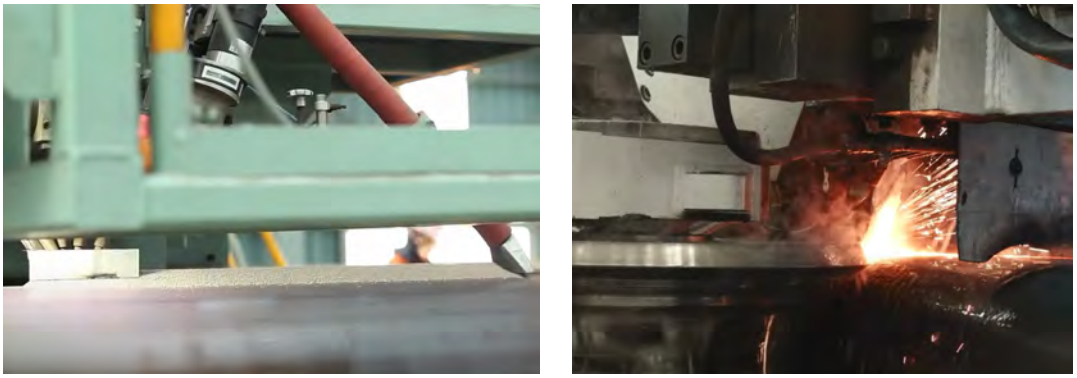

Figura 2.13.- Soldadura longitudinal del perfil tubular. (Fuentes: [69] (izquierda) y [70] (derecha))

Tras esta etapa, el tubo se calibra pasando por rodillos que corrigen desviaciones y aseguran su forma y dimensiones. Se suele aplicar un tratamiento térmico para mejorar sus propiedades mecánicas y eliminar tensiones internas. Así mismo, se eliminan las rebabas de la soldadura para dejar una superficie más uniforme. Finalmente, los tubos pasan por procesos de limpieza superficial, como el granallado o el decapado, se cortan a las longitudes requeridas, se inspeccionan visualmente y se someten a pruebas no destructivas para verificar su calidad.

También existe la alternativa de enrollar la tira de acero en forma de espiral alrededor de un eje, de manera que los bordes se solapan en un ángulo con respecto al eje longitudinal del tubo. La soldadura se aplica a lo largo de esta unión en helicoidal (ver Figura 2.14), lo que permite obtener tubos de diámetros considerables sin necesidad de

partir de planchas muy anchas. Este método ofrece una distribución uniforme de tensiones a lo largo del tubo y se emplea con frecuencia en la industria petrolera debido a su buena resistencia estructural y eficiencia en costos de producción.

Figura 2.14.- Tubos de acero con soldadura en forma de espiral. (Fuente: [71])

2.1.2.3. Diámetros normalizados

Las dimensiones normalizadas de los perfiles tubulares circulares de acero estructural están establecidas por la normativa técnica aplicable UNE-EN 10210 [72] y UNE-EN 10219 [73]. La norma UNE-EN 10210 regula los perfiles huecos conformados en caliente, especificando tanto los requisitos técnicos como las tolerancias dimensionales y rangos de fabricación para tubos soldados o sin soldadura destinados a aplicaciones estructurales. Por su parte, la norma UNE-EN 10219 se refiere a perfiles huecos conformados en frío, también destinados a estructuras, y contempla una gama similar de diámetros y espesores. No obstante, para aplicaciones marinas, como es el caso de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos, suele preferirse el uso de perfiles conformados en caliente [74], rigiéndose por la UNE-EN 10210, debido a su mejor tenacidad a bajas temperaturas y a la menor presencia de tensiones residuales.

En la Tabla 2.3, se presentan los diámetros y espesores nominales para perfiles huecos de sección circular para diámetros normalizados según la UNE.EN 10210.

Tabla 2.3.- Intervalo de espesor nominales en función del diámetro normalizado para perfiles huecos de sección circular. (Fuente: [72])

Diámetro exterior nominal (mm) ***D***	**Espesores nominales (mm)** ***espesor mínimo < T < espesor máximo***
21,3	2,3 < *T* < 3,2
26,9	2,3 < *T* < 3,2
33,7	2,6 < *T* < 4,0

42,4	2,6 < *T* < 5,0
48,3	2,6 < *T* < 6,3
60,3	2,6 < *T* < 6,3
76,1	2,6 < *T* < 8,0
88,9	3,2 < *T* < 10,0
101,6	3,2 < *T* < 12,5
114,3	3,2 < *T* < 12,5
139,7	4,0 < *T* < 12,5
168,3	4,0 < *T* < 16,0
177,8	5,0 < *T* < 16,0
193,7	5,0 < *T* < 20,0
219,1	5,0 < *T* < 20,0
244,5	5,0 < *T* < 25,0
273	5,0 < *T* < 30,0
323,9	5,0 < *T* < 30,0
355,6	6,3 < *T* < 30,0
406,4	6,3 < *T* < 40,0
457	6,3 < *T* < 40,0
508	6,3 < *T* < 50,0
610	6,3 < *T* < 50,0
711	6,3 < *T* < 60,0
762	6,3 < *T* < 50,0
813	8,0 < *T* < 30,0
914	8,0 < *T* < 30,0
1016	8,0 < *T* < 30,0
1067	10,0 < *T* < 30,0
1118	10,0 < *T* < 25,0
1219	10,0 < *T* < 25,0

2.1.2.3.1. Precios de referencia

En las búsquedas del coste de los tubos de acero con diámetros normalizados y sobrecostes por usar tubos de aceros con dimensiones no estandarizadas, no se han encontrado ningún precio explícito de los precios de tubos fabricados bajo demanda (con dimensiones no estandarizadas), y, por tanto, se asume que el coste de los tubos de acero bajo demanda, que se presenta en la Tabla 2.4, tienen un sobrecoste del 20%.

Tabla 2.4.- Precios de perfiles de acero. (Fuente: Elaboración propia a partir de [75])

Ud.	Descripción	Precio unitario
kg	Acero UNE-EN 10210 S355J2H, en perfiles huecos acabados en caliente, piezas simples, para aplicaciones estructurales, de las series redondo, cuadrado o rectangular, acabado con imprimación antioxidante. Trabajado y montado en taller, para colocar con uniones soldadas en obra [75].	1,97 €
kg	Acero S355J2H, en perfiles huecos acabados en caliente, piezas simples, para aplicaciones estructurales, de las series redondo, cuadrado o rectangular, acabado con imprimación antioxidante. Trabajado y montado en taller, para colocar con uniones soldadas en obra; fabricado bajo demanda.	2,37 €

Estos costes de material, que incluyen los costes asociados a los procesos de conformación de los perfiles tubulares, serán los seleccionados en la función de estimación de costes del material de la estructura.

2.1.3. Uniones soldadas

El proceso de soldadura durante la fabricación de las estructuras tipo jacket comprende desde la conformación de los elementos tubulares hasta la posterior unión de patas y arriostramiento durante el ensamblaje. A continuación, se detalla el proceso de soldadura, incluyendo los tipos de uniones tubulares, las técnicas de soldadura más empleadas, junto algunos requisitos de diseño y normativas aplicables a tener en cuenta durante la etapa de prediseño de este tipo de estructuras, así como una estimación de los costes asociados mano de obra necesaria y maquinaria y elementos auxiliares.

2.1.3.1. Clasificación de uniones tubulares

Las estructuras de soporte tipo jacket pueden presentan entramados de tubos de acero unidos mediante uniones en T, K, Y, X, o combinaciones de estas [76], tal y como se muestra en la Figura 2.15.

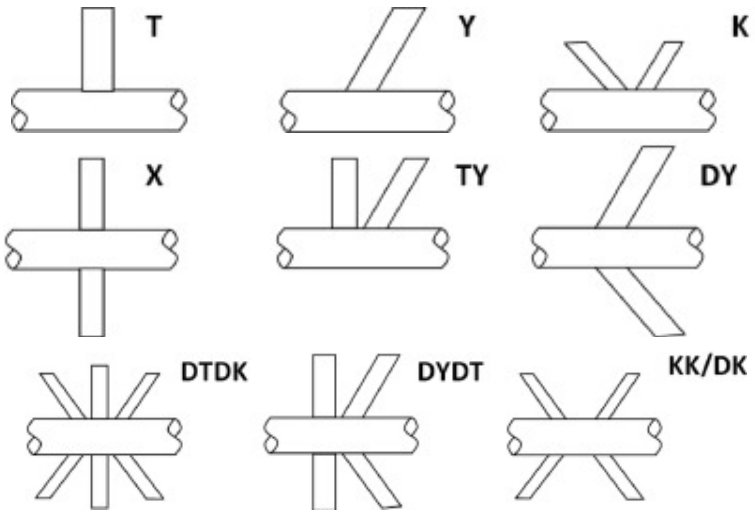

Figura 2.15.- Clasificación y denominación de las uniones tubulares. (Fuente: [76])

2.1.3.2. Tipos de soldadura

Los tipos de soldadura permitidos por la normativa UNE-EN 1090-2 [77] para estructuras de soporte marinas incluyen principalmente tres categorías. Primero, las soldaduras de penetración completa son obligatorias en uniones críticas sujetas a altas cargas dinámicas y fatiga, como las conexiones principales entre patas y diagonales. Estas soldaduras ofrecen la mayor resistencia estructural y son esenciales para asegurar la integridad del conjunto. Segundo, las soldaduras de penetración parcial se permiten en conexiones menos críticas, principalmente sometidas a cargas estáticas y cuando las tensiones dinámicas son bajas. Por último, las soldaduras en ángulo (o de filete) se emplean en uniones con cargas moderadas, generalmente elementos secundarios o accesorios, donde la fatiga no constituye un problema significativo.

2.1.3.3. Diseño de uniones soldadas

Al diseñar las uniones soldadas para estructuras tipo jacket, es fundamental considerar una geometría que garantice una buena accesibilidad a la soldadura, evitando ángulos muy cerrados (menores a 30°) y asegurando suficiente espacio entre soldaduras cercanas. La preparación de bordes debe contemplar biseles adecuados, preferiblemente entre 30° y 45°, y se recomienda incorporar transiciones suaves en zonas críticas para reducir tensiones localizadas y facilitar inspecciones posteriores mediante ensayos no destructivos (END). Además, la geometría elegida debe cumplir estrictamente las tolerancias indicadas por los estándares DNVGL-OS-C401 [78] y DNVGL-ST-0126 [48], lo que permitirá obtener soldaduras robustas y eficientes, facilitando también cualquier tratamiento térmico posterior requerido.

2.1.3.4. Técnicas de soldadura

Las principales técnicas de soldadura utilizadas en la fabricación de estructuras fijas de soporte de acero en el mar, según du Plessis [79] y Hyundai Welding [80] , son:

2.1.3.4.1. SMAW (Shielded Metal Arc Welding)

Se trata una soldadura manual utilizando electrodo revestido, también denominada soldadura con arco protegido o simplemente soldadura con electrodo, destaca por su gran adaptabilidad y la posibilidad de aplicarse en cualquier posición [81]. Sin embargo, su velocidad de trabajo es algo limitada, ya que requiere cambiar el electrodo con frecuencia y su tasa de deposición es menor en comparación con otros métodos. A pesar de estas limitaciones, este proceso ha sido históricamente el preferido para la unión de nodos tubulares, principalmente por su facilidad de uso y los bajos costes de inversión inicial [57].

2.1.3.4.2. FCAW (Flux Cored Arc Welding)

La soldadura por arco con núcleo fundente se usa en dos variantes: con gas de protección (FCAW-G) o auto-protegida (FCAW-S). Esta tecnología ofrece alta velocidad de deposición en comparación con la SMAW, aunque exige mayor inversión inicial en equipos de soldadura. Según ITW Welding Singapore [57], durante la fabricación de las estructuras de soporte tipo jackets, muchos astilleros combinan SMAW con FCAW-G (usando CO_2 o mezcla Ar/CO_2) para aumentar la productividad. Sin embargo, esto conlleva logística compleja (botellas de gas, tendido de mangueras y carpas contra viento en el patio). Concretamente, en el continente asiático los tres métodos más comunes para soldar son SMAW, SMAW+FCAW-G, o directamente FCAW-S.

2.1.3.4.3. SAW (Submerged Arc Welding)

La soldadura por arco sumergido es un proceso de soldadura por arco eléctrico en el que el arco se forma bajo una capa protectora granular de flujo fundente, que evita la contaminación atmosférica y reduce salpicaduras, humos y radiación ultravioleta. Se caracteriza por ser automática o semiautomática, permitir altas tasas de deposición y proporcionar cordones de alta calidad y gran penetración, siendo especialmente adecuada para soldaduras rectilíneas en materiales gruesos [82]. Esta técnica de soldadura se emplea para las soldaduras longitudinales durante la fabricación de las estructuras tubulares que forman las patas y pilotes [57], tal y como se puede apreciar en la Figura 2.16.

Figura 2.16.- Soldadura por arco sumergido (SAW) para la fabricación de estructuras tubulares que forman las patas y pilotes. (Fuente: [83])

2.1.3.4.4. GMAW / MIG-MAG (Gas Metal Arc Welding)

Esta técnica utiliza un alambre sólido continuo con un gas protector y se caracteriza por su buena calidad de acabado y porque permite soldar en todas las posiciones (ver Figura 2.17). Sin embargo, su uso en exteriores es limitado debido a la sensibilidad al viento, que puede afectar la protección del arco y causar defectos. Por ello, se emplea principalmente en talleres, especialmente en la prefabricación de componentes, reservándose otros procesos como las citadas anteriormente FCAW o SMAW.

Figura 2.17.- Soldadura MIG/MAG de un nodo soldado de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos. (Fuente: [84])

2.1.3.4.5. GTAW (TIG)

La técnica de soldadura GTAW (*Gas Tungsten Arc Welding*), también conocida como TIG (*Tungsten Inert Gas*), consiste en un proceso de soldadura por arco eléctrico en el que un electrodo de tungsteno no consumible genera un arco protegido por un gas inerte, generalmente argón [85]. Esta técnica permite un excelente control del proceso, obteniendo soldaduras de alta calidad, limpias y precisas, ideales para uniones críticas.

2.1.3.5. Inspecciones y control de calidad

El estándar DNVGL-OS-C401 [78] establece los requisitos técnicos mínimos para la fabricación y prueba de estructuras marinas, incluyendo específicamente los procedimientos de inspección y control de calidad de las uniones soldadas. En cuanto a la inspección, el estándar establece que todas las operaciones de soldadura deben ser sometidas a supervisión constante tanto durante su ejecución como una vez finalizadas. Es obligatorio llevar a cabo revisiones visuales exhaustivas de cada soldadura, las cuales deben complementarse con pruebas no destructivas (END), como ensayos por ultrasonido (UT), radiografías (RD) partículas magnéticas (PM) o líquidos penetrantes (LP), seleccionando el método más adecuado según la importancia estructural y el tipo de unión.

Junto a la DNVGL-ST-E273 [86], se establece que todas las soldaduras deben ser inspeccionadas visualmente, y que el porcentaje de uniones soldadas que deben someterse a ensayos no destructivos dependiendo de la criticidad de los elementos estructurales. En la Tabla 2.5 se presentan los valores mínimos según estos estándares.

Tabla 2.5.- Ensayos no destructivos según la categoría estructural. (Fuente:[86])

Categoría estructural	Tipo de unión	Inspección visual	Método de ensayo		
			PM[1)]	RD	UT
Especial / Esencial (Categoría I)	Soldadura a tope	100%	100%	100%	-
	Uniones en cruz o en T, soldaduras de penetración total	100%	100%	-	100%
	Uniones en cruz o en T, soldaduras parciales y filete	100%	100%	-	-
Primaria (Categoría II)	Soldadura a tope	100%	20%[4]	10%	-
	Uniones en cruz o en T, soldaduras de penetración total	100%	20%	-	20%
	Uniones en cruz o en T, soldaduras parciales y filete	100%	20%	-	-
Secundaria (Categoría III)	Soldadura a tope	100%	Muestreo[2)]	Muestreo[2)]	-
	Uniones en cruz o en T, soldaduras de penetración total	100%	Muestreo[2)]	-	Muestreo[2)]
	Uniones en cruz o en T, soldaduras parciales y filete	100%	Muestreo[2)]	-	-

1) Se utilizarán líquidos penetrantes (LP) para materiales no ferromagnéticos y aceros dúplex (ferrítico-austeníticos).
2) "Muestreo" significa ensayo aleatorio, aproximadamente entre el 2% y el 5%.

Los costes unitarios asociados a las inspecciones visuales y a los ensayos no destructivos se presentan en la Tabla 2.6 y Tabla 2.7, respectivamente.

Tabla 2.6.- Precio unitario de inspección visual. (Fuente: [60])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
P32MM045	Ud	**Examen visual cordón soldadura** Examen visual para control de la ejecución de soldaduras en estructuras metálicas, según UNE 7470[1)]; incluso emisión del informe.	11,42 €

1) La norma UNE especificada en el descompuesto de [60] *está derogada, pero se usa el precio unitario como valor para el parámetro correspondiente en la función de estimación de costes.*

Tabla 2.7.- Precios unitarios de ensayos no destructivos.

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario	Fuente
mt49sld020a	Ud	**Ensayo soldadura por radiografía** Ensayo no destructivo sobre una unión soldada, mediante radiografía con película de 10x24 cm, según UNE-EN 12517-1[1)], incluso desplazamiento a obra e informe de resultados.	50,27 €	[75]
CCDB28a	Ud	**Examen radiografía unión soldada** Examen radiográfico de uniones soldadas, según UNE-EN 1435[1)].	62,71 €	[87]
mt49sld030	Ud	**Ensayo soldadura líqu.penetrante** Ensayo no destructivo sobre una unión soldada, mediante líquidos penetrantes, según UNE-EN ISO 3452-1, incluso desplazamiento a obra e informe de resultados.	25,50 €	[75]
CCDB26a	Ud	**Examen líquido penetrante unión soldada** Examen por líquidos penetrantes, según UNE 14612[1)].	30,40 €	[87]
mt49sld040	Ud	**Ensayo soldadura ultrasonidos** Ensayo no destructivo sobre una unión soldada, mediante ultrasonidos, según UNE-EN 1714[1)], incluso desplazamiento a obra e informe de resultados.	36,11 €	[75]
CCDB27a	Ud	**Examen ultrasonidos unión soldada** Examen por ultrasonidos de soldaduras, según UNE-EN 1714[1)].	41,37 €	[87]
mt49sld050	Ud	**Ensayo soldadura part.magnéticas** Ensayo no destructivo sobre una unión soldada, mediante partículas magnéticas, según UNE-EN ISO 17638, incluso desplazamiento a obra e informe de resultados.	36,11 €	[75]
CCDB25a	Ud	**Examen partículas unión soldada** Examen de uniones soldadas mediante partículas magnéticas según UNE-EN 1290[1)].	41,37 €	[87]

1) Las normas UNE especificada en la descripción de las fuentes de referencia están derogadas, pero se utilizarán los precios unitarios como estimaciones de los precios parciales en la función de costes.

2.1.3.6. Mano de obra

La fabricación de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos exige la participación de soldadores altamente cualificados, ya que se trata de componentes críticos sometidos a grandes esfuerzos mecánicos y condiciones ambientales extremas. Estos profesionales deben estar certificados conforme a normas reconocidas internacionalmente, como la UNE-EN ISO 9606-1 [88], y tener experiencia específica en soldadura de acero estructural mediante los procesos mencionados anteriormente: SMAW, FCAW, SAW, GMAW, GTAW. Los soldadores deben ser capaces de trabajar con precisión en posiciones forzadas y geometrías complejas, asegurando una

penetración completa y continuidad en las uniones. Los costes por unidad de tiempo de un oficial soldador se presentan en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8.- Precios unitarios de mano de obra del oficio de soldadura según la Generador de Precios de CYPE. (Fuente: [75])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
mo019	h	Oficial 1ª Soldador	23,41 €

2.1.3.7. Maquinaria y elementos auxiliares de soldadura

A continuación, se presenta un desglose de los precios simples por unidad (hora) de la maquinaria y los elementos auxiliares empleados en los procesos de soldadura. Este apartado tiene como objetivo ofrecer una visión clara y detallada de los costes asociados al uso de los recursos técnicos necesarios para la ejecución de trabajos de soldadura. Los valores indicados en la Tabla 2.9 corresponden a unidades estandarizadas de uso horario y se han recopilado considerando condiciones habituales de operación en entornos industriales, recogidos en bases de precios de construcción de referencia.

Tabla 2.9.- Precios simples de maquinaria y elementos auxiliares de soldadura.

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario	Fuente
mq08sol020	h	Equipo y elementos auxiliares para soldadura eléctrica.	3,42 €	[75]
M11M010	h	Motosoldad.eléctrica 3 KVAs	3,65 €	[60]
M11M020	h	Motosoldad.eléctrica 5 KVAs	2,38 €	[60]
M11M030	h	Motosoldad.eléctrica 7 KVAs	3,37 €	[60]
M11M040	h	Motosoldad.diesel electrodo 5,25	4,67 €	[60]
M11M050	h	Motosoldad.gasol. electrodo 5,25	4,37 €	[60]

2.1.4. Ensamblaje

Con los tubos y nodos ya fabricados, la siguiente etapa consiste en el ensamblaje final de la estructura jacket en tierra. Aquí, las distintas partes (patas, arriostramientos, plataformas, etc.) se montan para conformar la estructura completa lista para su transporte e instalación en el lecho marino. El proceso de ensamblaje suele realizarse en el propio astillero de fabricación, y ocasionalmente puede realizarse en puertos cercanos al

emplazamiento del parque eólico marino que cuenten con la maquinaria apropiada para poder desarrollar la operación exitosamente. Esta fase implica grandes izajes, alineaciones precisas y soldaduras finales in situ. A continuación, se describen las etapas típicas del ensamblaje en tierra y se comentan algunos de los factores que impactan su coste.

2.1.4.1. Montajes parciales

Siguiendo los principios de reducción de tiempo y costes de la construcción, se busca subdividir la estructura en módulos grandes que puedan armarse por separado en el suelo, bajo condiciones controladas, antes de la unión final [89]. Con lo que antes del montaje global, es común ensamblar parcialmente módulos de la estructura en configuraciones manejables en dos dimensiones. Por ejemplo, si el jacket es de tres o cuatro patas, se suelen ensamblar dos patas unidas por los arriostramientos horizontales y diagonales formando un panel lateral. Esta estrategia reduce la cantidad de uniones soldadas que deben hacerse con la estructura izada, reduciendo la imprecisión de las soldaduras, sobre todo en aquellos puntos críticos de la misma. Este proceso ocurre en una zona del taller (ver Figura 2.18), o patio (ver Figura 2.19), donde se disponen camas o torres de apoyo que soportan las secciones de la estructura en la orientación correcta. Para este proceso, se utilizan grúas medianas, normalmente de tipo pórtico, para posicionar las piezas, tras lo cual soldadores completan las uniones entre módulos.

Figura 2.18.- Ensamblaje parcial de estructuras de soporte tipo jacket en un taller de Bladt Industries en Alemania. (Fuente: [90])

Figura 2.19.- Ensamblaje parcial en un patio de una estructura tipo jacket para el parque eólico marino de Wikinger realizado por la empresa Smulders . (Fuente: [91])

Por ejemplo, las estructuras de soporte tipo jacket del parque eólico marino de Saint Brieuc, fueron ensambladas parcialmente siguiendo otra estrategia realizada en el puerto de Brest, en Francia. En este caso, Navantia, el astillero contratado para esta etapa ensambló parcialmente los arriostramientos en X, instalando los elementos tubulares en estructuras de soporte temporales para realizar las soldaduras correspondientes en las uniones en X (ver Figura 2.20). Posteriormente, estos módulos fueron enviados al puerto de Fene, en España, donde se montó la estructura en su conjunto.

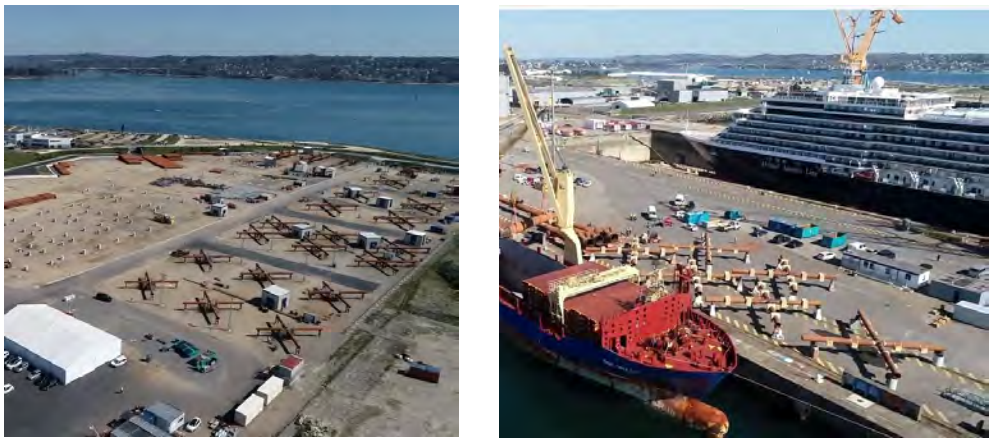

Figura 2.20.- Ensamblaje parcial de los arriostramientos en X ejecutado por el astillero Navantia en el puerto de Brest, Francia. (Fuente: [92])

2.1.4.2. Izado y unión de módulos principales

Con los submódulos preensamblados listos para su montaje, se procede al ensamblaje final, que, generalmente, implica uno o varios izajes de gran tonelaje. Por ejemplo, en jackets de cuatro patas, se puede izar un marco de dos patas y colocarlo sobre el otro marco de dos patas ya dispuestos en el suelo, uniéndolos en el aire antes de depositar la estructura completa sobre apoyos. Para los jackets de tres patas, se pueden

colocar los arriostramientos en los marcos de las dos patas ensambladas parcialmente apoyadas en el suelo e izar solamente los arriostramientos y la tercera pata, tal y como se muestra en la Figura 2.21.

Figura 2.21.- Izado y unión de los arrostramientos ensamblados parcialmente a un módulo de 2 patas preensamblado en un taller. (Fuente: [90])

Durante estos izajes, se emplean grúas de alta capacidad en astilleros especializados que cuentan con grúas pórtico, como la que se muestra en la Figura 2.21, o grúas sobre orugas de gran capacidad de carga, ver Figura 2.22.

Figura 2.22.- Izado y unión durante el montaje de una estructura de soporte tipo jacket en el astillero de Navantia en Fene, España. (Fuente: [93])

Este proceso exige coordinación, puesto que es clave en términos de tiempo. La utilización de grúas grandes y de gran capacidad de carga implica altos costes operativos, por lo que cualquier inconveniente (como fuertes vientos que impidan el izado o falta de

alineación) podría provocar retrasos, incrementando así los costes relacionados con la fabricación y el ensamblaje.

2.1.4.3. Integración de elementos secundarios

Con la estructura principal unida, se agregan los elementos complementarios, por ejemplo, los *sleeves pile* en la base de cada pata, como se aprecia en la Figura 2.23, que, aunque a veces se sueldan en la fase de fabricación, normalmente se ensamblan en la última fase del ensamblaje, asegurándose de su posición y angulación correctas.

Figura 2.23.- Instalación de sleeve piles en la estructura al final del ensamblaje. (Fuente: [94])

También se instalan los tubos en J (*J-tubes*) para pasar los cables eléctricos, que van sujetos a la estructura jacket. Así mismo, se montan las plataformas de trabajo, escaleras, barandillas y estructuras para acceso de embarcaciones en una de las patas. Muchos de estos componentes se fabrican por separado y se montan paralelamente en una subestructura formada por los últimos niveles de la estructura jacket.

Figura 2.24.- Elevación y montaje final de los niveles superiores ensamblados parcialmente. (Fuente: [91])

2.1.4.4. Alineación final y apuntalado

Durante el ensamblaje, especialmente tras la unión de grandes módulos, se verifica la geometría global del jacket siguiendo las directrices establecidas en el estándar DNVGL-ST-0126 [48]. Es fundamental detectar y corregir cualquier desviación o deformación, ya que podrían dificultar la instalación vertical del aerogenerador. Para comprobar alturas y ángulos entre las patas se utilizan niveles láser y estaciones topográficas. En caso de encontrar desviaciones, se pueden liberar ciertas uniones, reajustar la estructura y volver a soldar en la posición correcta. Este proceso de alineación y apuntalado asegura que la estructura final cumpla con las especificaciones de diseño.

2.1.4.5. Inspecciones finales

Una vez completado el ensamblaje del jacket, se llevan a cabo inspecciones finales de las soldaduras en campo, aplicando técnicas de ensayo no destructivo similares a las utilizadas durante la fase de fabricación. Si alguno de los módulos fue pintado antes del montaje final, es necesario verificar que las uniones soldadas tras el ensamblaje final no hayan comprometido el recubrimiento anticorrosivo. En caso de detectarse daños, se procede a su reparación mediante lijado y repintado de las zonas afectadas por el calor de la soldadura, garantizando así la continuidad de la protección. Finalizadas estas tareas en tierra, la estructura queda lista para su carga y posterior instalación en el fondo marino.

2.1.4.6. Estrategias de ensamblaje

Este apartado presenta tres posibles estrategias de ensamblaje en función de qué elementos estructurales y uniones se fabrican antes del ensamblaje y cuáles se conforman en esta etapa. Además, se presenta la proporción la influencia de las cuatro principales partidas, mencionadas en este estudio, dentro del coste total de fabricación: materiales, soldadura, recubrimiento y ensamblaje, siguiendo las aproximaciones de Scholle et al. [95].

La estrategia de ensamblaje A representa la solución clásica y busca una reducción del peso de la estructura tipo jacket. Dado que el diseño de estas estructuras está principalmente condicionado por las tensiones concentradas en las uniones tubulares, las mayores exigencias de espesor de pared suelen darse en los tramos principales y en los extremos de los tirantes. Para disminuir la masa total, se pueden emplear espesores reducidos en los tirantes y patas adyacentes. Esta estrategia implica un considerable trabajo de soldadura debido al elevado número de transiciones entre espesores distintos, así como un gran número de elementos a ensamblar.

La estrategia de ensamblaje B tiene como objetivo reducir tanto el número de soldaduras como la cantidad de elementos tubulares, con el fin de disminuir los costes de ensamblaje. Sin embargo, esta estrategia conlleva un aumento en la masa total de la estructura, ya que se emplean espesores de pared elevados en todos los elementos. Se asume que todas las soldaduras del jacket se realizan manualmente.

Por último, la estrategia C sigue un enfoque similar a la estrategia A, con la diferencia de que se asume que las uniones tubulares son prefabricadas utilizando técnicas de soldadura automatizada, o con nodos por fundición, lo que permite reducir costes en comparación con los nodos soldados manualmente. El resto de las conexiones entre los elementos tubulares se considera que se sueldan en las instalaciones del fabricante.

En la Figura 2.25 se presentan las tres estrategias de ensamblaje distintas, donde las tuberías en negro indican un mayor espesor de pared en comparación con las azules.

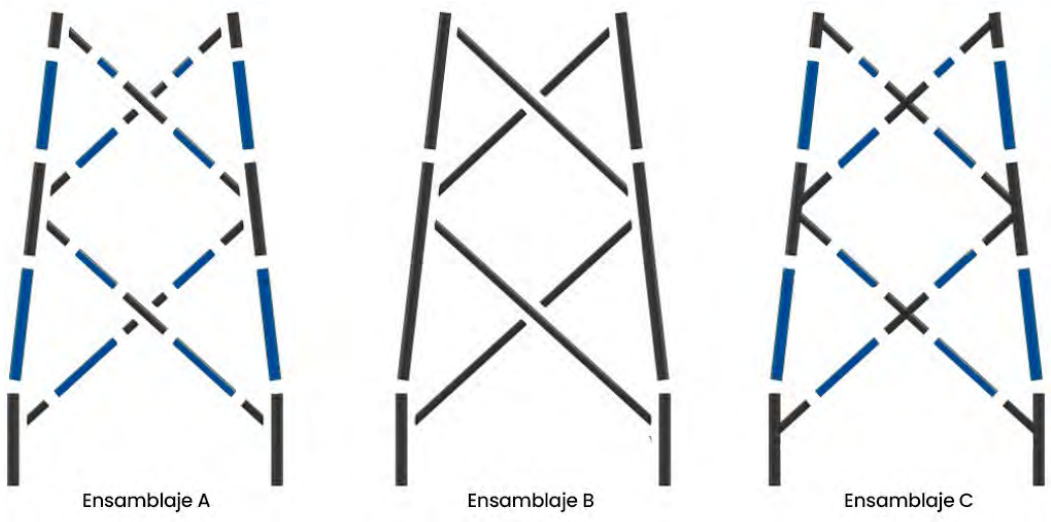

Figura 2.25.- Estrategias de ensamblaje. (Fuente: Elaboración propia a partir de [95])

En Tabla 2.10 presenta la proporción correspondiente a cada una de las partidas dentro del coste de fabricación según Scholle et al. [95].

Tabla 2.10.- Proporciones de costes de cada partida dentro de la fabricación. (Fuente: Elaboración propia a partir de [95])

Partida	Ensamblaje A	Ensamblaje B	Ensamblaje C
Material	15	34	21
Soldaduras	23	14	24
Ensamblaje	53	43	46
Recubrimientos	9	9	9

2.1.5. Protección frente a la corrosión

Una vez ensamblada, es trasladada a la zona de pintura, donde se aplican sistema de protección anticorrosiva.

Las estructuras de soporte tipo jacket empleadas en aerogeneradores marinos están sometidas a condiciones ambientales extremadamente agresivas, especialmente en la zona de transición entre el aire y el agua, donde la acción combinada del oxígeno, la salinidad, las corrientes y los organismos marinos acelera los procesos de corrosión de la estructura. En este contexto, los sistemas de recubrimientos anticorrosivos desempeñan un papel esencial en la protección de los materiales estructurales, prolongando la vida útil de la instalación y reduciendo los costes de mantenimiento. Este apartado aborda los tipos de recubrimientos más utilizados, sus propiedades técnicas, normativas aplicables y criterios para su aplicación en el entorno marino, con especial atención a los costes.

2.1.5.1. Normativa para la protección frente a la corrosión

Una correcta protección anticorrosiva debe cumplir con los estándares recomendados por DNV GL Group. Por un lado, la DNVGL-RP-0416 [96] se centra en la protección anticorrosiva específica para estructuras de aerogeneradores marinos. Recomienda una estrategia combinada de recubrimientos (como pinturas epoxi o metalizados que se comentan a continuación) y protección catódica, adaptada a cada zona de exposición. Detalla buenas prácticas en selección de sistemas, preparación de superficies, métodos de aplicación y criterios de inspección, con el objetivo de maximizar la durabilidad y reducir la necesidad de intervenciones de reparación. Por otro lado, la DNVGL-RP-B401 [97] proporciona directrices para el diseño y aplicación de protección catódica en estructuras marinas, principalmente mediante ánodos de sacrificio y, en menor medida, sistemas de corriente impresa (ICCP). Establece cómo proteger zonas sumergidas frente a la corrosión marina, considerando factores como el tipo de recubrimiento, el deterioro esperado de la pintura, la distribución de los ánodos y el entorno operativo. Su enfoque busca garantizar una protección continua durante toda la vida útil de la estructura, sin necesidad de mantenimiento activo.

2.1.5.2. Espesores nominales de imprimación

El espesor nominal de película seca (ENPS) es el valor que se busca alcanzar en el sistema de recubrimiento una vez que ha curado, con el propósito de asegurar su capacidad de protección contra la corrosión y otros factores que puedan dañarlo. Este

espesor se determina como el mínimo que debe obtenerse de manera uniforme en toda la superficie cubierta. Según el estándar DNV-RP-0416 [96], el ENPS no solo marca el nivel de desempeño esperado, sino que también se utiliza para establecer los límites de aceptación y los criterios de inspección, garantizando que el recubrimiento aplicado sea efectivo, homogéneo y resistente bajo condiciones exigentes.

Este estándar divide la estructura de soporte en zonas de exposición para especificar técnicas de imprimación y espesores de pintura. A grandes rasgos (ver Figura 2.26) se distingue entre superficies atmosféricas (CX), la franja de salpicaduras y mareas (CX + Im4 o Im2), las partes permanentemente sumergidas (Im4 o Im2) que cuentan con protección catódica tal, e incluso se distingue la zona de la estructura enterrada en el lecho marino (Im3).

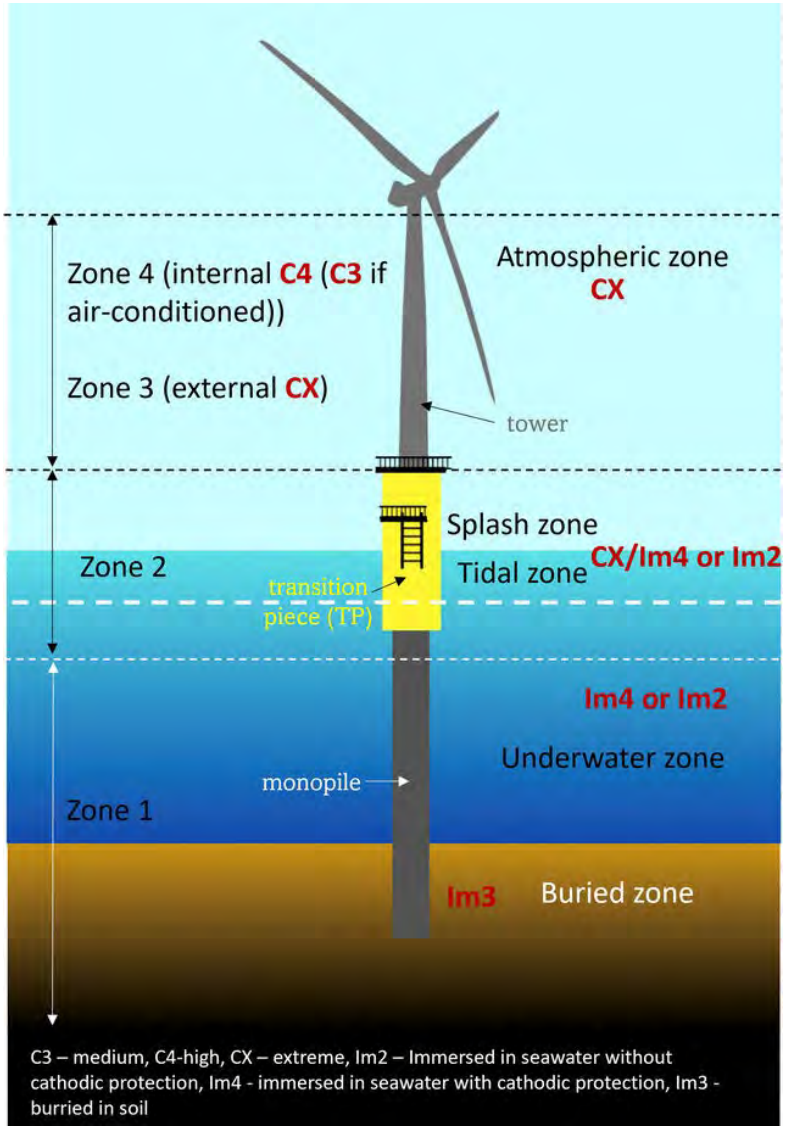

Figura 2.26.- Distinción de zonas de exposición para sistemas de recubrimientos diferentes según la normativa vigente. (Fuente: [98])

Cada zona exige un sistema distinto de barrera anticorrosiva adaptado a las condiciones adversas a las que se enfrenta, con diferentes sistemas de imprimación y espesores mínimos. Estos espesoresse recogen en la Tabla 2.11, siguiendo las recomendaciones de Berenika et al. [98] y Choi et al. [99].

Tabla 2.11.-Sistemas y espesores de recubrimiento recomendados según la zona de corrosión de la estructura. (Fuentes: Berenika et al. [98] y Choi et al. [99])

Zona de la estructura	Sistema de recubrimiento	ENPS[2)]
Atmosférica (CX)[1)]	Capa superior de polisiloxano 2 capas de pintura epoxi Imprimación de silicato de zinc	80 µm 200 µm 70 µm
Salpicaduras y mareas (CX + Im2/Im4)	Pintura epoxi Capa superior de poliuretano	450 µm 60 µm
Sumergida con protección catódica (Im4)	2 capas de pintura epoxi Protección catódica	450 µm
Enterrada (Im3)	Pintura epoxi	800 µm

1) la zona atmosférica (CX) representa la zona de la torre del aerogenerador y queda fuera de este estudio, por tanto, no se tendrá en cuenta en la función de estimación de costes.
2) valores mínimos de espesor de imprimación recomendados.

2.1.5.3. Preparación de la superficie

La preparación de la superficie mediante granallado es una fase fundamental previa a la aplicación de sistemas de protección anticorrosiva en estructuras tipo jacket para aerogeneradores marinos, ya que asegura la correcta adherencia de la imprimación epoxi incluso en ambientes altamente agresivos. De acuerdo con los estándares de la DNV Group, la superficie de acero debe ser limpiada mediante granallado abrasivo hasta alcanzar un grado de limpieza según ISO 8501-1. Esta preparación rigurosa garantiza el anclaje mecánico necesario para el desempeño a largo plazo del recubrimiento aplicado, minimizando el riesgo de deslaminación o corrosión bajo película.

Los precios asociados a la limpieza superficial de superficies metálicas, según el CYPE, se presentan en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12.-Precios descompuestos de limpieza superficial. (Fuente: [75])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
		Limpieza superficial de perfiles metálicos en estructuras de acero	
EAK010	m^2	Limpieza superficial de perfiles metálicos, quitando los restos deteriorados de pintura, protección ignífuga y otros revestimientos, mediante la proyección en seco de material abrasivo formado por partículas de silicato de aluminio, hasta alcanzar un grado de preparación Sa 2 según UNE-EN ISO 8501-1, eliminando casi toda la capa de laminación, el óxido visible y las partículas extrañas del soporte, hasta quedar un 66% de la superficie limpia y de color gris y limpieza posterior con aspirador de polvo, aire comprimido limpio y seco o cepillo limpio, para proceder posteriormente a la aplicación de una protección antioxidante.	14,26 €

Justificación del precio			Rendimiento	Precio Unitario	Importe	
1		**Materiales**				
mt08lim010a	kg	Imprimación Abrasivo para limpieza mediante chorro a presión, formado por partículas de silicato de aluminio.	2,250	0,25	0,56	€
			Subtotal materiales:		**0,56**	€
2		**Equipo y maquinaria**				
mq08lch010	h	Equipo de chorro de arena a presión.	0,243	3,20	0,78	€
mq08gel010k	h	Equipo Grupo electrógeno insonorizado, trifásico, de 45 kVA de potencia.	0,243	5,38	1,31	€
			Subtotal equipo y maquinaria:		**2,09**	€
3		**Equipo y maquinaria**				
mo112	h	Peón especializado construcción.	0,259	22,05	5,71	€
mo113	h	Peón ordinario construcción.	0, 259	21,69	5,62	€
			Subtotal mano de obra:		**11,33**	€
4		**Costes directos complementarios**				
	%	Costes directos complementarios.	2,00	13,98	0,28	€
			Costes directos (1+2+3):		**14,26**	€

2.1.5.4. Sistemas de pintura orgánica (epoxi/poliuretano multicapa)

Los sistemas de pintura multicapa basados en resinas epoxi con acabado de poliuretano son el método más extendido para proteger estructuras marinas [100]. Estas pinturas anticorrosivas actúan creando una barrera impermeable entre el acero y el medio ambiente, impidiendo el contacto con agua, oxígeno y sales. Las resinas epoxis forman películas duras y adhesivas al acero, con excelente resistencia en inmersión y a químicos, mientras que los poliuretanos presentan protección a la intemperie [101].

Este sistema de protección puede estar formado por varias capas sucesivas. Según la zona de imprimación, primeramente, se recomienda una imprimación epoxi rica en zinc, que proporciona protección catódica localizada en caso de daño, una o varias capas intermedias de resina epoxi de alto espesor, que actúan como barrera impermeable al agua y agentes agresivos, y finalmente una capa final de poliuretano alifático, que protege frente

a la radiación UV y permite el uso de colores visibles como el amarillo de señalización marítima, tal y como se aprecia en la Figura 2.27.

Figura 2.27.- Estructuras tipo jacket pintadas con pintura orgánica amarilla de señalización marítima. (Fuentes: [102] (izquierda) y [103] (derecha))

El proceso de aplicación requiere una preparación rigurosa de la superficie, aplicación inmediata de las capas para evitar la oxidación, y tiempos de secado adecuados entre capas, ya que, según Lichtenstein [104], la mayoría de los fallos en los recubrimientos de turbinas eólicas marinas se debe a una ejecución deficiente, generalmente causada por una preparación inadecuada de la superficie. Por ello, las estructuras deben diseñarse de forma que faciliten tanto la preparación previa como la aplicación del recubrimiento, garantizando así su correcta implementación y durabilidad. La aplicación de la pintura suele hacerse con pistola *airless*, preferiblemente en taller para mayor control y menor dispersión del producto en el aire. Estos sistemas ofrecen una buena combinación de eficacia, coste y versatilidad, pero presenta una alta exigencia durante su aplicación y sensibilidad a condiciones ambientales adversas, especialmente en zonas de salpicadura [105], por lo que se diseñan espesores nominales de imprimación según la exposición de la superficie.

2.1.5.4.1. Coste de la pintura orgánica

Los costes asociados a la aplicación de pintura orgánica como protección de la estructura frente la corrosión incluye los precios materiales y la mano de obra necesaria. Según la zona, el sistema puede incluir una imprimación epoxi, una capa intermedia y un acabado de poliuretano alifático, lo que incrementa el consumo de producto y el tiempo de aplicación. En cuanto a la mano de obra, se requiere personal capacitado para realizar una correcta preparación de la superficie y para aplicar uniformemente cada capa respetando los tiempos de curado y las condiciones ambientales específicas. A continuación, se recogen estimaciones de precios dos bases de precios de referencia diferentes.

Tabla 2.13.-Precios descompuestos de imprimación de resina epoxi. (Fuente: [75])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
		Imprimación anticorrosiva, para la protección de elementos de acero frente a la corrosión	
RLC010	m^2	Aplicación manual de dos manos de imprimación anticorrosiva, bicomponente, hasta alcanzar un espesor total de 100 µm, para la protección de elementos de acero frente a la corrosión.	23,10 €

Justificación del precio			Rendimiento	Precio Unitario	Importe	
1		**Materiales**				
mt27tsd030a	kg	Imprimación anticorrosiva, bicomponente, a base de resina epoxi, inhibidores de corrosión y agua.	0,500	10,72	5,36	€
			Subtotal materiales:		**5,36**	€
2		**Mano de obra**				
mo038	h	Oficial 1ª pintor.	0,500	23,10	11,55	€
mo076	h	Ayudante pintor	0,300	21,94	6,58	€
			Subtotal mano de obra:		**18,13**	€
3		**Costes directos complementarios**				
	%	Costes directos complementarios	2,00	23,49	0,47	€
			Costes directos (1+2+3):		**23,96**	€

Tabla 2.14.-Precios descompuestos aproximados de imprimación de poliuretano alifático. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de [75])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
		Imprimación anticorrosiva de pintura de poliuretano	
	m^2	Aplicación manual de pintura de dos componentes, a base de poliuretano alifático y disolvente, incolora, acabado satinado, aplicada en dos manos, (rendimiento: 0,15 kg/m² cada mano), sobre superficies exterior con revestimiento sintético a base de epoxi o poliuretano.	12,02 €

Justificación del precio			Rendimiento	Precio Unitario	Importe	
1		**Materiales**				
mt27upx020oa	kg	Pintura de dos componentes, a base de poliuretano alifático y disolvente, incolora, acabado satinado, para aplicar con rodillo de pelo corto.	0,300	20,37	6,11	€
			Subtotal materiales:		**6,11**	€
2		**Mano de obra**				
mo038	h	Oficial 1ª pintor.	0,126	23,10	2,91	€
mo076	h	Ayudante pintor	0,126	21,94	2,76	€
			Subtotal mano de obra:		**5,67**	€
3		**Costes directos complementarios**				
	%	Costes directos complementarios	2,00	11,78	0,24	€
			Costes directos (1+2+3):		**12,02**	€

Por otro lado, en la Tabla 2.15 se presentan los precios simples de las unidades de obra requeridas para la imprimación de la protección corrosiva (resina epoxi y poliuretano alifático).

Tabla 2.15.- Costes parciales de la pintura orgánica y mano de obra según la Base de Precios de la Construcción del Gobierno de Extremadura de 2025. (Fuente:[60])

Código de referencia	Ud.	Descripción	Precio unitario
O01BP230	h	Oficial 1ª Pintor	17,71 €
O01BP240	h	Ayudante-Pintor	17,19 €
P24RI040	kg	Imprimación epóxica (dos comp.)	8,21 €
P24RO040	kg	Pintura epoxi (dos comp.)	9,95 €
P24RO030	l	Esmalte de poliuretano alifático	14,10 €

Se detecta una ligera diferencia en los precios parciales, especialmente en el descompuesto de mano de obra. No obstante, se optará por utilizar el valor proporcionado por el CYPE, ya que corresponde a unidades de obra especializadas en trabajos en altura.

2.1.5.5. Metalización con zinc o aluminio por aspersión térmica

La metalización térmica consiste en aplicar una capa metálica protectora (zinc, aluminio o aleación Zn-Al) fundida y pulverizada sobre acero previamente preparado mediante chorreado abrasivo [106]. Este recubrimiento forma una barrera mecánica y ofrece protección catódica, similar al galvanizado, pero puede aplicarse in situ, durante la construcción de la estructura. El recubrimiento, de unos 50–100 µm de espesor, proporciona una barrera protectora y protección catódica localizada: si el recubrimiento se daña, el metal actúa como ánodo de sacrificio, evitando la corrosión del acero expuesto, como se demuestra en [107]. Generalmente se sella con una capa epoxi para cerrar la porosidad y, si es necesario, se añade una pintura final por motivos estéticos o de señalización.

Figura 2.28.- Aplicación de TSA en plataforma petrolera marina. (Fuente: [108])

Entre sus ventajas destacan la alta durabilidad (más de 30 años en zonas críticas), su eficacia sin necesidad de curado y su resistencia a temperaturas elevadas. No obstante, presenta inconvenientes como su elevado coste, necesidad de personal altamente cualificado y limitaciones en espacios cerrados. Por ello, el sistema TSA (metalización por aspersión térmica de aluminio) se considera ideal para entornos marinos cuando se desea una protección a largo plazo con mínimo mantenimiento.

2.1.5.5.1. Costes de metalización por aspersión térmica

La metalización por aspersión térmica presenta unos costes generalmente más elevados que los sistemas de pintura orgánica, debido tanto al precio del material metálico (habitualmente zinc o una aleación de zinc-aluminio) como al uso de equipos especializados y personal altamente cualificado. La aplicación mediante pistolas de aspersión térmica conlleva un consumo energético considerable y tiempos de trabajo más prolongados por metro cuadrado, lo que incrementa el coste de mano de obra. A pesar de su mayor coste inicial, la metalización ofrece una protección catódica duradera frente a la corrosión, especialmente en ambientes marinos o industriales severos, y reduce de forma significativa la necesidad de mantenimiento, lo que puede resultar en un ahorro económico a largo plazo.

En el análisis realizado para estimar los costes de la mano de obra y los asociados al tratamiento de metalización por aspersión térmica, no se ha encontrado información específica sobre su precio. Además, tal y como se expone en el apartado anterior, la normativa únicamente exige este recubrimiento en las zonas de la estructura expuestas únicamente a la atmósfera, definida a partir del límite superior de la zona de salpicadura. En consecuencia, y dado que la superficie afectada en la subestructura jacket es reducida en comparación con el resto (superficie limitada entre al límite superior de la zona de salpicadura y la altura total del jacket), y que no se dispone de datos concretos, se ha optado por no considerar este tratamiento en la función de estimación de costes, asumiendo que a dicha zona se aplicará el mismo tratamiento que las zonas de salpicadura.

2.1.5.6. Protección catódica

La protección catódica (PC) consiste en polarizar el acero hacia potenciales donde la corrosión se reduce casi a cero, convirtiendo la estructura en el “cátodo” de una celda electroquímica. En estructuras de soporte tipo jackets para aerogeneradores marinos, la

protección catódica es indispensable bajo el agua, puesto que complementa o sustituye a los recubrimientos cuando estos fallan. Hay dos métodos principales:

- Protección catódica mediante ánodos de sacrificio (GACP).
- Protección catódica por corriente impresa (ICCP).

2.1.5.6.1. Ánodos de sacrificio (GACP)

La protección catódica mediante ánodos de sacrificio (GACP, por sus siglas en inglés) es una técnica que consiste en conectar la estructura a un metal más activo, llamado ánodo de sacrificio (normalmente fabricados zinc o aluminio), que se corroe en lugar del metal que se desea proteger. Este proceso crea una corriente eléctrica que impide que el metal se oxide, prolongando su vida útil. Electroquímicamente, al conectar eléctricamente los ánodos al acero sumergido, se establece una celda donde los ánodos se oxidan (liberando iones Zn^{2+} o Al^{3+}) y el acero se vuelve catódico, deteniendo su corrosión [101].

En estructuras de soporte fijas marinas, los ánodos se instalan estratégicamente en zonas sumergidas o de salpicaduras, y se consumen gradualmente mientras protegen el acero que forma la estructura. Este método no requiere mantenimiento activo y es altamente confiable, aunque añade peso y resistencia hidrodinámica a la estructura, que se debe tener en cuenta a la hora de la etapa de prediseño de la estructura. Según Offshore wind Scotland [100], el peso habitual de los ánodos de sacrificio está entre 100 y 500 kg, y sus dimensiones suelen rondar los 4 a 6 metros de largo, 100 a 200 mm de alto y 150 a 300 mm de ancho. En la Figura 2.29 se presentan los ánodos de sacrificio conectados a la estructura mediante soportes soldados a la estructura principal.

Figura 2.29.- Protección mediante ánodos de sacrificio en estructuras jacket. (Fuentes: [109] (izquierda) [110] (derecha))

El estándar DNV-RP-B401 [97] define cómo calcular la protección catódica en estructuras offshore, considerando la superficie de acero expuesta y el estado del recubrimiento. Establece valores de corriente necesarios, que son mayores en superficies sin pintar y menores si hay recubrimiento. A medida que la pintura se deteriora, aumenta la demanda de corriente, lo que se estima mediante factores de degradación. También indica la capacidad eléctrica de los ánodos (mayor en los de aluminio que en los de zinc), su eficiencia y el porcentaje útil que puede consumirse. Con estos datos, se determina la masa total de ánodos necesaria para proteger la estructura durante toda su vida útil.

2.1.5.6.2. Protección catódica impresa (ICCP)

La Protección Catódica por Corriente Impresa (ICCP, por sus siglas en inglés) es una técnica avanzada para prevenir la corrosión, que, a diferencia de los sistemas de ánodos de sacrificio, que dependen de la disolución de metales más reactivos que se desgastan, los sistemas ICCP utilizan una fuente de corriente continua externa para suministrar una corriente constante que protege la superficie metálica mediante unos “ánodos inertes” (normalmente de titanio) que no se consumen. Este método es efectivo para estructuras de gran tamaño y proporciona un control preciso sobre el proceso de protección. El sistema mide constantemente el estado de la estructura mediante sensores, y ajusta la corriente automáticamente según sea necesario. Esto hace que sea muy eficaz, duradero y controlable. Además, como no libera metales al agua, tiene menor impacto ambiental.

Entre las ventajas de los sistemas ICCP se incluyen su eficiencia y durabilidad, ya que proporcionan una protección más uniforme y duradera en comparación con los sistemas de ánodos de sacrificio. Además, al utilizar ánodos inertes, se reduce significativamente el impacto ambiental, ya que estos ánodos tienen tasas de disolución extremadamente bajas, minimizando la contaminación marina [111].

Sin embargo, los sistemas ICCP presentan ciertos desafíos, como la dependencia de una fuente de energía continua, donde cualquier interrupción en el suministro eléctrico puede comprometer la protección de la estructura. Además, la instalación de la infraestructura que necesita este sistema (ánodos, cables, carcasa, brida, armario de alimentación y tapa protectora [100]) y el mantenimiento de los sistemas ICCP son más complejos que los de los sistemas de ánodos de sacrificio, lo que implica mayores costes de instalación.

En el contexto de la energía eólica marina, los sistemas ICCP son particularmente beneficiosos para proteger las cimentaciones de las turbinas, especialmente en estructuras monopilotadas. Empresas como CORROSION han desarrollado soluciones específicas, como el ICCP-POD [112], que combina la protección catódica con fuentes de energía renovable para proporcionar una solución autónoma y sostenible para la protección frente a la corrosión de estructuras de soporte monopilotadas.

Figura 2.30.- Protección de una estructura monopilotada mediante ICCP. (Fuente: [113])

Aunque se ha nombrado este tipo de protección catódica para estructuras marinas (principalmente estructuras monopilotadas), no se estudia en profundidad en este trabajo debido a la complejidad de encontrar coste e información aplicada para estructuras de soporte tipo jacket, con lo cual no se tiene en consideración para la estimación de costes relacionados con las estructuras de soporte tipo jacket.

2.1.5.6.3. Cálculo de la protección catódica

En cumplimiento de los requisitos establecidos en la práctica DNV-RP-B401 [97] para protección catódica por ánodos de sacrificio, este apartado describe de forma resumida y aproximada el método de cálculo del número o la masa de ánodos necesarios.

Al dimensionar un sistema de ánodos de sacrificio, el primer paso consiste en cuantificar la demanda de corriente de protección de la estructura metálica. Para ello, se parte del cálculo del área total a proteger y se multiplica por la densidad de corriente de diseño adecuada al entorno, que viene tabulada por la DNV-RP-B401 según profundidad, temperatura y recubrimientos, tal y como se muestra en la Tabla 2.16. Es decir:

$$I_{\mathrm{e}} = A \cdot i_{\mathrm{d}} \tag{2.1}$$

Donde:

I_e: la corriente total de protección (A).

A: área de la estructura a proteger (m^2)

i_d: es la densidad de corriente de diseño (A/m^2) que viene tabulada por la Tabla 2.16.

Tabla 2.16.- Densidad de corriente media recomendada (i_d) en Amperios por metro cuadrado en función de la profundidad y temperatura del agua. (Fuente: [97])

Profundidad (m)	Temperatura del agua			
	Tropical *(> 20ºC)*	**Subtropical** *(12-20 ºC)*	**Templado** *(7-12 ºC)*	**Ártico** *(< 7ºC)*
0-30	0,070	0,080	0,100	0,120
>30-100	0,060	0,070	0,080	0,100
>100-300	0,070	0,080	0,090	0,110
>300	0,090	0,100	0,110	0,110

El resultado es la corriente total que el conjunto de ánodos debe suministrar para mantener el potencial protector deseado.

Una vez establecida la corriente requerida, el siguiente paso es estimar la masa total de ánodos necesaria para la vida de diseño prevista. El cálculo de la masa neta total del ánodo según la recomendación DNV-RP-B401 [97] integra la corriente media de mantenimiento (calculada anteriormente), la duración en años (se suele estimar 20 años de vida útil [114], aunque en este estudio se sobredimensionará a la vida útil de la estructura, 50 años), el factor de utilización del ánodo y la capacidad electroquímica del material elegido. De manera que:

$$M = \frac{8760 \cdot I_e \cdot t_f}{u \cdot E} \tag{2.2}$$

Siendo:

M: Masa neta total de la protección por ánodos de sacrificio (kg).

I_e: la corriente total de protección (A).

t_f: vida útil de la estructura (se sobredimensiona a 50 años [32])

E: capacidad electroquímica del material (Ah/kg).

u: factor de utilización, que depende del tipo de ánodo de sacrificio: soporte (Figura 2.31 izquierda), y empotrado (Figura 2.31 derecha).

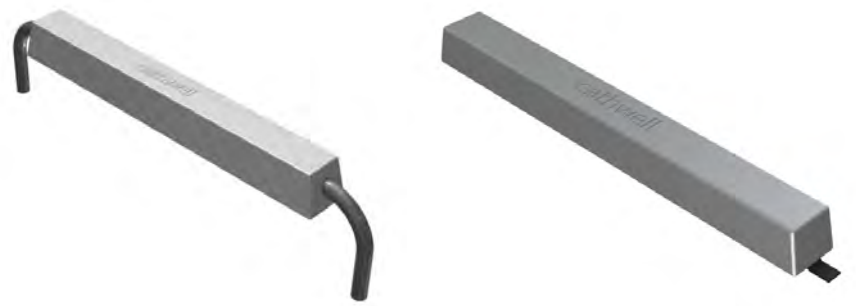

Figura 2.31.- Ánodo tipo soporte o stand-off (derecha) y ánodo tipo empotrado o flush-mounted (izquierda). (Fuente: [115])

Por un lado, la capacidad electroquímica de diseño viene recomendada por la DNV-RP-B401 según el material del ánodo, la temperatura de su superficie, y hacia qué está expuesto el ánodo (ver Tabla 2.17).

Tabla 2.17.- Capacidad electroquímica de diseño (en Ah/kg). (Fuente: [97])

Material del ánodo	Temperatura de la superficie del ánodo (°C)	Exposición a agua de mar	Exposición a sedimentos
Al-Zn-In	≤ 30	2.000	1.500
	60	1.500	680
	80	720	320
Zn	≤ 30	780	750
	> 30 hasta 50		580

Por otro lado, el factor de utilización toma valores en función del tipo y parámetros del ánodo, que se presentan en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18.- Factor de utilización según el tipo de ánodo de sacrificio. (Fuente: [97])

Tipo de ánodo	Factor de utilización
Soporte o *stand-off* alargado y delgado (L ≥ 4 r)	0,90
Soporte o *stand-off* corto y delgado (L < 4 r)	0,85
Empotrado o *flush-mounted* largo (L ≥ 4 ancho y L ≥ 4 grosor)	0,85
Empotrado o *flush-mounted* corto, de pulsera y otros tipos	0,80

De esta manera, se obtiene la masa global de ánodos que, al consumirse gradualmente, garantizará la protección catódica pasiva durante todo el periodo de servicio.

Por último, conociendo la masa o la capacidad de corriente inicial de un ánodo estándar, se determina el número de unidades necesarias. De manera que el número de ánodos necesarios viene dado por:

$$N = \frac{M}{m_{\mathrm{a}}} \tag{2.3}$$

O bien,

$$N = \frac{I_{\mathrm{e}}}{I_{\mathrm{a}}} \tag{2.4}$$

Donde:

m_{a}: masa del ánodo (kg)

I_{a}: corriente inicial del ánodo (A).

Al quedar fuera el diseño y análisis de la protección catódica de la estructura del ámbito y objetivo principal de este Trabajo de Final de Grado no se realizan las comprobaciones correspondientes según los estándares, donde se debe comprobar que este valor debe satisfacer simultáneamente tres condiciones: disponer de suficiente masa para la vida útil, proveer la corriente inicial exigida y cumplir con la corriente final al término de la vida de diseño. Con ello, se asegura tanto la eficacia como la uniformidad en la distribución de los ánodos a lo largo de toda la estructura.

2.1.5.6.4. Costes protección catódica

Estimar los costes asociados a la protección catódica resulta especialmente complejo de cuantificar, dado que las empresas del sector mantienen una política de alta confidencialidad que los lleva a ocultar e incluso prohibir la divulgación de los precios de sus modelos de ánodos de sacrificio. Ante esta falta de información pública, y con el fin de disponer de una referencia estimativa para el cálculo, se han considerado los valores empleados en el proyecto “Diseño de un sistema de protección contra la corrosión en una estructura eólica offshore” [114], el cual estima de forma aproximada el precio en €/kg para el ánodo de aluminio YX-AL-S01, tipo empotrado. De este modo, aunque provisional, dicho estudio sirve como base para proyectar los costes unitarios de los materiales necesarios

para los sistemas de protección catódica teniendo de referencia un modelo para poder realizar los cálculos correctamente.

De esta forma, el coste aproximado del ánodo de sacrificio en función de la masa y el coste de instalación por ánodo se recoge en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19.- Costes parciales de la protección catódica. (Fuente: [114])

Ánodo	Precio/kg	Peso/anodo (kg)	Precio/ánodo
Ánodo aluminio YX-AL-S01	5 €/kg	294	1.470 €

Por tanto, los valores que emplean en las ecuaciones 2.2, 2.3 y 2.4 son los mostrados en la Tabla 2.20.

Tabla 2.20.- Valores de parámetros para el cálculo de la cantidad de ánodos.

Ecuación	Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
(2.1)	i_{d}	Densidad de corriente de diseño	0,070	A
(2.2)	u	Factor de utilización (empotrado)	0,85	-
(2.2)	t_{d}	Vida útil de la estructura	50	Años
(2.2)	E	Capacidad electroquímica de diseño	2.000	Ah/kg
(2.3)	m_{a}	Masa unitaria de ánodo	294	Kg

Al no tener el valor de corriente inicial del ánodo (A), se opta por la ecuación 2.3 para calcular el número de ánodos necesarios.

2.2. Principales fabricantes

En la Tabla 2.21 se recogen algunos de los principales fabricantes internacionales de estructuras jacket para parques eólicos marinos. La información incluye el nombre de la empresa, su país de origen, la capacidad de producción y otros datos relevantes que permiten contextualizar su papel en el mercado global. Esta recopilación pretende ofrecer una visión general del panorama industrial actual, destacando aquellos actores clave que participan en proyectos de gran escala y contribuyen al avance tecnológico del sector.

Tabla 2.21.- Principales fabricantes de estructuras de soporte tipo jacket. (Fuente: [116])

Fabricante	Ubicación	Jackets fabricados	Capacidad anual[1)]	Área de producción (m²)
Aker Soltions ASA	Verdal, Noruega	48	13.867 (t/año)	30.000
Bladt Industries A/S	Lindø, Dinamarca	112	18.489 (t/año)	40.000
Century Bladt Foundation	Taipei, Taiwan	62	14.329 (t/año)	31.000
Eiffage Smulders	Hoboken, Belgium	48	13.920 (t/año)	27.000
Gulf Island Fabrication Inc	Houma, Estados Unidos	5	18.894 (t/año)	40.877
Harland and Wolff Heavy Industries Ltd	Arnish, Escocia	28	9.707 (t/año)	21.000
Harland and Wolff Heavy Industries Ltd	Belfast, Irlanda	24	13.000 (t/año)	30.000
Harland and Wolff Heavy Industries Ltd	Methil, Escocia	44	134.460 (t/año)	290.900
Hyundai Engineering & Steel Industries	Seoul, Corea del Sur	28	60.000 (t/año)	330.578
Lamprell	Dubai, Emiratos Árabes Unidos	36	15.000 (t/año)	51.350
Lamprell	Sharjah, Emiratos Árabes Unidos	45	40.000 (t/año)	70.000
Navantia-Windar	Brest, Francia	62	50 (jackets/año)	N/A
Navantia-Windar	A Coruña, España	71	50 (jackets/año)	N/A
Saipem	Karimun, Indonesia	78	35.000 (tn/año)	819.419
Sembcorp Marine	Tuas, Singapur	15	144.000 (tn/año)	120.000
SDMS	Kaohsiung, Taiwan	87	50 (jackets/año)	19.000
SK oceanplant	Samkang, Corea del Sur	48	32 (jackets/año)	N/A

1) valores estimados según [116]

CAPÍTULO III
TRANSPORTE E INSTALACIÓN

3.1. Transporte marítimo al emplazamiento

Existen diversas alternativas para transportar las estructuras de soporte tipo jacket desde los puertos de ensamble, donde estas se construyen, hacia puertos de clasificación y almacenaje cerca de la localización del parque eólico, donde se almacenan temporalmente hasta ser trasladadas al emplazamiento en el mar donde serán instaladas. La elección del método de transporte marítimo está condicionada por múltiples factores, siendo los más determinantes la dimensión y peso de la estructura. No obstante, otros aspectos que influyen son la distancia por recorrer desde el puerto base hasta la ubicación del parque eólico, las condiciones meteorológicas y oleaje, e incluso la disponibilidad de determinados buques en la zona del parque eólico marino durante el periodo en que se lleven a cabo las operaciones de transporte marítimo e instalación en el lecho marino. Todas estas variables inciden en la elección del método más eficiente y óptimo para cada caso, lo cual afecta directamente a los costes del proyecto.

En este apartado, se detallan los tipos de embarcaciones más empleadas para las operaciones de transporte marítimo, tanto desde los puertos de ensamble hasta los puertos base, como las embarcaciones encargadas de trasladar las estructuras hasta la ubicación final del parque eólico marino. Así mismo, se realiza un breve estudio técnico-económico donde se analizan las principales características técnicas de cada tipo de embarcación junto a una estimación de los costes asociados. Finalmente, se expone un registro de la flota empleada en las operaciones de transporte e instalación durante construcción de parques eólicos recientes donde se emplearon estructuras de soporte tipo jacket.

3.1.1. Métodos de transporte

A continuación, se describen las embarcaciones empleadas habitualmente para las tareas de transporte marítimo del tipo de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos que abarca este trabajo, indicando sus principales características y algunos ejemplos reales de aplicación durante la instalación de parques eólicos marinos de la misma tipología estructural. Entre los métodos de transporte se pueden diferenciar [117]:

- Barcaza remolcada (*Tugboat* + *Barge*)
- Barcaza autoelevable con grúa (*Crane barge*)
- Buque de carga pesada (*Deck Carrier*)
- Buque de carga pesada (*Heavy Lift Vessel*)
- Buque de carga autoelevable (*Jack-up Vessel*)
- Buque semisumergible (*Semi-sumergible crane vessel*)

3.1.1.1. Barcazas arrastradas por remolcadores.

El transporte mediante barcazas arrastradas por remolcadores consiste en cargar las estructuras metálicas, ya sea en forma vertical u horizontal en barcazas que no poseen de sistema propio de propulsión. Este método es muy empleado cuando se dispone de infraestructura portuaria para cargar la estructura, ya sea mediante rodadura (remolque modular autopropulsado) o grúas (con las dimensiones y capacidad de carga necesarias para poder levantar las estructuras del suelo). Una vez situadas cuidadosamente y aseguradas sobre la cubierta mediante sistemas de fijación temporal, la barcaza es remolcada hasta el emplazamiento marino mediante uno o varios remolcadores. Este método tradicional de traslado de estructuras tipo jacket se utiliza con frecuencia cuando las distancias marítimas hasta el parque eólico son cortas o moderadas, y las condiciones meteorológicas permiten asegurar la flotabilidad de la barcaza.

Este método destaca por su coste relativamente bajo en comparación con el resto de las embarcaciones comentadas. La abundancia de barcazas y remolcadores en el mercado, la convierte en una estrategia de transporte disponible y viable en la mayoría de los puertos. No obstante, su mayor inconveniente es la sensibilidad a condiciones marítimas adversas, ya que, al depender de remolcadores y carecer de propulsión propia, requiere una planificación logística precisa, incluyendo la gestión de ventanas meteorológicas y la disponibilidad de remolcadores adecuados, lo que puede ocasionar demoras y con ello un incremento en los costes. Además, la ausencia de sistemas de grúa a bordo implica que las tareas de descarga e instalación deban apoyarse en infraestructura externa adicional, como buques equipados con grúas especializadas (ver Figura 3.1).

Figura 3.1.- Instalación mediante un buque grúa de un jacket transportado por barcaza y arrastrada por remolcadores en Beatrice OWF. (Fuente: [118])

El parque eólico marino Wikinger, situado en el Mar Báltico a unos 35 kilómetros al noreste de la isla de Rügen, Alemania, consta de 70 aerogeneradores con una capacidad total de 350 MW. Durante su construcción, se emplearon barcazas remolcadas para el transporte de las cimentaciones tipo jacket. Las barcazas UR96, UR97, UR98 y UR171 de la empresa J.J. Ugland [119] fueron utilizadas para trasladar estas estructuras desde los astilleros de fabricación hasta el puerto de Sassnitz y posteriormente al lugar de instalación (ver Figura 3.2). Cada jacket, con un peso aproximado de 650 toneladas y una base de 23 x 23 metros, fue instalada en profundidades de agua de hasta 42 metros [120].

Figura 3.2.- Transporte de tres estructuras de soporte tipo jacket mediante barcazas remolcadas hacia el parque eólico marino de Wikinger (Alemania). (Fuente: [119])

El parque eólico marino Seagreen, situado en el Mar del Norte a 27 kilómetros de la costa de Angus, Escocia, es reconocido como el más grande de Escocia y el de mayor profundidad con cimentaciones fijas a nivel mundial [121]. Durante su construcción, se emplearon también barcazas remolcadas para transportar las cimentaciones tipo jacket desde el Puerto de Nigg hasta el sitio de instalación. Cada barcaza, operada por el contratista principal Seaway 7, transportaba dos jackets que, al llegar al destino, eran izadas y colocadas en el lecho marino por el buque grúa semisumergible Saipem 7000 [122], tal y como se comenta en el apartado 3.1.1.6 de este documento (ver Figura 3.3).

Figura 3.3.- Estructuras tipo jacket siendo transportadas mediante barcazas y remolcadores en el parque eólico de Seagreen. (Fuente: [123])

3.1.1.2. Barcaza autopropulsada con grúa

Las barcazas autopropulsadas con grúa son embarcaciones que permiten el izado y manipulación de cargas en el mar, donde no es posible el uso de grúas terrestres. Aunque pueden transportar cargas de bajo peso, este tipo de estructuras no están diseñadas precisamente para el transporte de estructuras, sino que están diseñadas para servir de soporte a estas, y asistirlas en aquellos casos donde las embarcaciones principales de transporte no cuentan con infraestructura que permitan el izado de las estructuras de soporte tipo jacket. Las grúas flotantes se clasifican en dos categorías en función del tipo de estructura de izado que incorporan, estas son:

- Grúa flotante tipo *Sheer Leg.*
- Grúa flotante tipo *Derrick.*

Una grúa flotante tipo *Sheer Leg* es una embarcación equipada con una estructura fija en forma de “A” o trípode (dos o tres patas convergentes), sobre la cual se monta el sistema de poleas para izado (ver Figura 3.4). A diferencia de otras grúas, no cuenta con giro de pluma, por lo que debe orientarse moviendo la embarcación en su conjunto [124].

Figura 3.4.- Grúa flotante tipo Sheer Leg izando una estructura de soporte tipo jacket en el parque eólico marino de Wikinger. (Fuente: [125])

La grúa tipo *Derrick* dispone de una pluma giratoria (rotación horizontal) normalmente articulada o pivotante (ver Figura 3.5). Aunque su capacidad de carga suele ser menor que las *Sheer Leg*, ofrece gran precisión y versatilidad operativa, siendo especialmente útil en entornos portuarios o instalaciones más delicadas [126], este tipo de embarcaciones suelen contar con una cubierta, que en ocasiones, se pueden transportar cargas sobre ella.

Figura 3.5.- Izado de una estructura tipo jacket de una barcaza mediante una barcaza grúa tipo Derrick para su instalación. (Fuente: [127])

Este tipo de barcazas autopropulsadas con grúa se emplean como flota de soporte en abundantes proyectos de parques eólicos marinos alrededor del mundo, como es el caso del parque eólico marino de la Taiwan Power Company (TPC) en Taiwán, donde las estructuras tipo jacket a instalar, de entre 55 y 62 metros de altura y un peso aproximado de 1.100 toneladas cada una, fueron transportadas desde el astillero surcoreano Samkang hasta el puerto base de clasificación en Taiwán [128] mediante buques de cubierta abierta (se explica en el apartado 3.1.1.3) de la contratista NYK Bulk & Porjects. Al carecer de un sistema de izado en las barcazas, para las operaciones de carga y descarga en el puerto taiwanés se empleó una de estas barcazas grúa tipo *Sheer Leg*, tal y como se muestra en la Figura 3.6, sirviendo de apoyo logístico al buque de cubierta abierta.

Figura 3.6.- Izado de estructuras de soporte tipo jacket mediante una barcaza grúa tipo Sheer Leg para montarlas sobre un buque de carga pesada. (Fuente: [128])

3.1.1.3. Buque de cubierta abierta

Los buques de cubierta abierta, reconocidos recientemente como *Deck Carriers* por DNV [129], son embarcaciones especializadas en el transporte de estructuras de gran tamaño y peso. Estas embarcaciones cuentan con una cubierta plana, amplia y sin obstáculos, diseñada para soportar cargas voluminosas, lo que facilita el transporte de estructuras sobredimensionadas con geometrías complejas. Su principal ventaja radica en su versatilidad y eficiencia ya que pueden transportar múltiples estructuras en un solo viaje. Al no estar diseñados para instalación directa, requieren operar junto a infraestructura complementaria, tanto para las operaciones de carga como descarga, donde se deben apoyar de grúas terrestres o embarcaciones grúa.

Para el caso que ocupa este proyecto, las estructuras de soporte tipo jackets, que pueden superar las 1.000 toneladas y alcanzar alturas superiores a los 60 metros, son cargadas mediante grúas terrestres (ver Figura 3.7) o flotantes (ver Figura 3.6) y aseguradas mediante estructuras temporales soldadas o sistemas de amarre modulares. Durante el tránsito marítimo, los *Deck Carriers* mantienen velocidades reducidas para garantizar la estabilidad estructural y minimizar el impacto del oleaje y el viento.

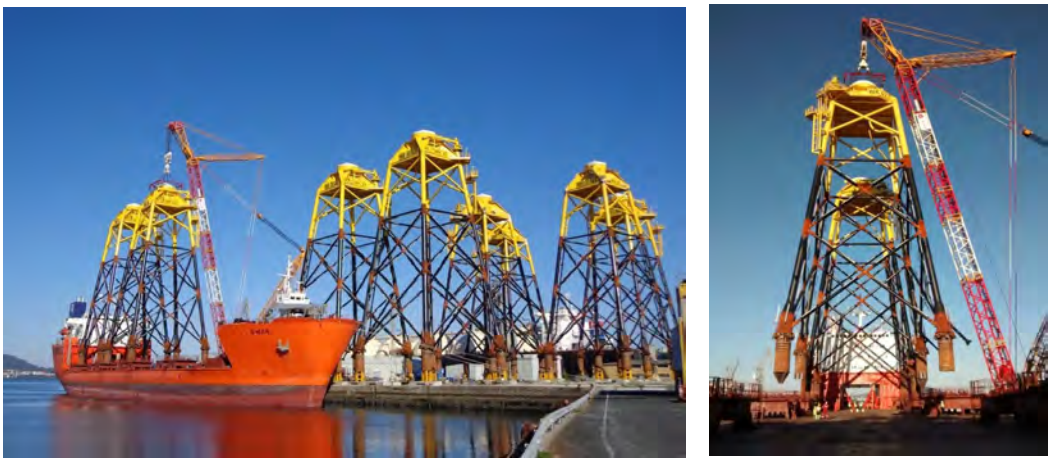

Figura 3.7.- Izado de estructuras sobre la cubierta de un Deck Carrier mediante una grúa en Ferrol, España, para su transporte al parque de Wikinger (Alemania). (Fuente: [130])

A su llegada a la zona de instalación, los jackets pueden ser descargadas por grúas marinas, transferidas a otras embarcaciones o incluso instalados mediante operaciones coordinadas, con la comentada anteriormente barcaza autopropulsada con grúa, o sistemas más sofisticados, como los buques autoelevables de carga pesada (se explican detalladamente en el apartado 3.1.1.5 de este documento).

Estos buques han sido utilizados en grandes proyectos alrededor del mundo. Por ejemplo, el buque de bandera china ‘Fan Zhou 10’, procedente del puerto de ensamble en

Galoan (China), fue el encargado de transportar las estructuras de soporte tipo jacket hasta puerto de Nigg, que sirvió de puerto base donde se clasificaron todas las estructuras, para su posterior instalación en el parque eólico marino de Seagreen (Escocia). Durante su travesía, realizó una maniobra de fondeo en el puerto de Las Palmas de Gran Canaria para suministrarse de combustible y proceder con su travesía hasta mares escoceses [131], tal y como se refleja en la Figura 3.8. La gran cubierta con la que cuenta le permitió cargar seis de estas mega estructuras de manera consecutiva.

Figura 3.8.- Transporte de estructuras de soporte tipo jacket en el buque de bandera china 'Fan Zhou 10' en Las Palmas de Gran Canaria. (Fuente: [132])

El traslado de estas estructuras al emplazamiento marino final fue realizado por la especialista en transportes Seaway7 [133], donde se emplearon tanto buques de cubierta abierta como barcazas remolcadas por remolcadores (ver Figura 3.9).

Figura 3.9.- Transporte de las estructuras de soporte desde el puerto de Nigg hasta el emplazamiento final mediante buques de cubierta abierta y barcazas. (Fuente: [133])

3.1.1.4. Buque de carga pesada (Heavy Lift Vessels)

Los buques de carga pesada, también conocidos como HLV por sus siglas en inglés *Heavy Lift Vessels*, son bastante similares a los comentados anteriormente *Deck Carriers*,

pero estos cuentan con una o varias grúas propias lo que le permiten operar sin infraestructura externa para las operaciones de carga y descarga de las estructuras de soporte tipo jacket. Este tipo de embarcaciones se pueden emplear para el transporte de estructuras pesadas, pero en la mayoría de las ocasiones solamente se emplean para realizar las operaciones de instalación.

Figura 3.10.- Instalación de estructuras de soporte tipo jacket mediante el HLV Aegir, ULSTEIN SOC5000 Mk1 de la empresa Heerema (Fuente: [134])

Una de las empresas más renombradas en cuanto a su flota de buques de carga pesada es el contratista marítimo internacional Boskalis, que actualmente cuenta con dos modernos buques autopropulsados, diseñados para realizar tareas complejas de transporte e instalación en el mar. Estas embarcaciones están dotadas de grúas de gran capacidad, capaces de levantar entre 3.000 (Bokalift 1) y 4.000 toneladas (Bokalift 2). Estos buques han sido empleados en proyectos de instalación de estructuras de soporte tipo jacket, tanto en los parques eólicos marinos de Changfang (ver Figura 3.11) y Xidao en Taiwan [135], como en el East Anglia ONE (Reino Unido) [136] entre otros.

Figura 3.11.- Boskalift 2 realizando operaciones de instalación en el parque eólico marino de Changfang (Taiwan). (Fuente: [137])

3.1.1.5. Buques grúa autoelevable (Jack-up Crane Vessels)

Aunque su función principal es la instalación, los buques autoelevables *o Jack-up Vessels* (JUVs) también han sido utilizados ocasionalmente para transportar jackets desde el puerto hasta el área de operación de instalación, especialmente cuando las distancias no son demasiado extensas. Estas embarcaciones están equipadas con patas retráctiles que pueden ser extendidas hasta el lecho marino para elevar la plataforma por encima del nivel del mar, proporcionando una base estable durante las operaciones de instalación, es por ello, que principalmente se emplean durante las operaciones de instalación de las estructuras de soporte de aerogeneradores marinos [138] (ver Figura 3.12).

Para tareas de transporte, los *jack-up vessels* cargan los elementos sobre su cubierta con las grúas de gran capacidad con las que están equipadas y se desplazan a velocidad limitada hasta el punto de instalación. Su ventaja radica en que pueden realizar tanto el transporte como la instalación sin necesidad de infraestructura externa, simplificando la logística. Sin embargo, debido a su menor velocidad de navegación y costes operativos más elevados, su uso para transporte está limitado a casos específicos o distancias cortas y en casos donde otras opciones no sean posibles.

Para tareas de instalación, los buques de carga autoelevables, se posicionan en el emplazamiento, donde reciben las estructuras mediante *feeders* (se explica en el apartado 3.2.1 de este capítulo) [139], que son embarcaciones, como las barcazas remolcadas o los buques de cubierta abierta, encargadas de solamente transportar las estructuras desde el puerto base hasta el emplazamiento final “alimentando” a la embarcación encargada de instalarlas, ya sea un buque de carga autoelevable o un buque de carga pesada sin mecanismo autoelevable.

Figura 3.12.- Instalación de una estructura tipo jacket mediante el buque de carga autoelevable ‘Pacific Orca’. (Fuente: [140])

En el parque eólico marino Borkum Riffgrund 2, ubicado en el Mar del Norte alemán, se empleó el buque de carga autoelevable 'Innovation' de GeoSea para instalar con éxito las 20 cimentaciones tipo jacket con vasos de succión (*suction bucket jackets*) que forman parte de la infraestructura del proyecto (ver Figura 3.13). Estas cimentaciones fueron ensambladas en el puerto Cuxhaven y transportadas mediante buques hasta el parque eólico marino, situado a unos 54 kilómetros de la costa de Baja Sajonia [141].

Figura 3.13.- Buque autoelevable 'Innovation' cargando estructuras tipo jacket con vasos de succión en el puerto base del proyecto Borkum Riffgrund 2. (Fuente:[142])

3.1.1.6. Buques grúa semisumergibles (Semi-submersible crane vessel)

Los buques grúa semisumergibles son embarcaciones especializadas diseñadas para levantar y manejar grandes cargas en alta mar, especialmente en entornos donde la estabilidad y precisión son esenciales. Su principal característica es la capacidad de reducir su calado operativo mediante el sistema de lastre, lo que permite sumergir parte de su estructura. Al hacerlo, se incrementa significativamente la estabilidad durante las operaciones de izado, ya que se minimiza la acción del oleaje y el movimiento vertical del casco. Este tipo de embarcaciones se emplean principalmente para las operaciones de instalación de las estructuras en el lecho marino.

Estos buques están equipados con grúas de gran capacidad, capaces de levantar desde varios miles hasta decenas de miles de toneladas. Muchas de estas grúas son de tipo rotatorio, con sistemas de compensación activa para contrarrestar el movimiento de la embarcación. Los buques suelen contar con una cubierta amplia que permite la carga, almacenamiento y manipulación de grandes estructuras o equipos pesados durante las operaciones en mar abierto. La flota disponible en el mercado es muy limitada, existiendo tres modelos concretos los que son empleados para las labores de instalación de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos.

Heerema Contractors cuenta con una flota de dos buques grúa semisumergibles. Por un lado, el buque 'Thialf' posee dos grúas con una capacidad combinada de elevación de 14.200 toneladas (7.100 toneladas cada una). Con una eslora de 201,6 metros y una manga de 88,4 metros, ha participado en la instalación de numerosas plataformas petrolíferas y estructuras marinas en todo el mundo [143]. Su modelo más reciente, el 'Sleipnir', actualmente el más grande del mundo, está equipado con dos grúas giratorias de 10.000 toneladas cada una, lo que le permite levantar cargas de hasta 20.000 toneladas en tándem (ver Figura 3.14). Con una eslora de 220 metros y una manga de 102 metros. Además, como curiosidad, es el primer buque de su tipo propulsado por motores duales que funcionan con gas natural licuado (GNL) y diésel marino, reduciendo significativamente las emisiones [144].

Figura 3.14.- Instalación de una estructura monopilotada en el Mar Báltico mediante un buque grúa sumergible modelo 'Sleipnir'. (Fuente: [145])

Otra embarcación de esta tipología disponible en el mercado es el 'Saipem 7000', el cual está equipado con dos grúas capaces de levantar hasta 7.000 toneladas cada una, sumando una capacidad total de 14.000 toneladas [146]. Con una eslora de 198 metros y una manga de 87 metros, ha sido utilizado durante la instalación de jackets en el parque eólico Seagrenn [147], tal y como se muestra en la Figura 3.15.

Figura 3.15.- Buque grúa 'Saipem 700' en el parque eólico de Seagrenn. (Fuente: [147])

3.1.2. Estudio técnico-económico

La elección del tipo de transporte depende principalmente, como se ha comento en los anteriores apartados, de las características físicas de la subestructura, siendo el factor predominante su peso. Este apartado tiene como objetivo analizar y comparar los distintos tipos de embarcaciones empleadas en el transporte de estructuras de soporte tipo jacket, evaluando tanto sus características técnicas, en especial la capacidad de carga y transporte, como los aspectos económicos asociados al coste diario. El análisis se centrará en las principales opciones utilizadas en la industria que se recogen en el apartado anterior. Finalmente, se hará un breve resumen de embarcaciones similares empleadas durante el transporte e instalación de parques eólicos marinos de la misma tipología.

En la Tabla 3.1, se muestra una aproximación de las capacidades de carga y transporte de cada tipo de embarcación según numerosas fuentes.

Tabla 3.1.- Aproximaciones de capacidad de carga y transporte por tipo de embarcación.

Tipo de embarcación	Capacidad de carga máxima [Tn]	Capacidad de transporte [Tn]	Fuente
Remolcadores + barcaza	0	1.500	[148]
Barcaza con grúa (*sheer leg*)	50 - 2.000	500	[149] [150]
Barcaza con grúa (*derrick*)	500 – 1.500	500	[126] [150]
Buque de cubierta abierta	0	25.000	[151]
Buque de carga pesada	500 – 1.000	10.000 – 12.000	[152] [153]
Buque de carga autoelevable	800 – 3.200	5.000 – 20.000	[154]
Buques grúa semisumergibles	14.000 – 20.000	12.000 – 20.000	[143] [144] [146]

Los costes asociados a cada embarcación son difíciles de concretar, ya que varía según las condiciones del proyecto, las características propias de la embarcación empleada y la disponibilidad de cada embarcación durante el periodo en el que se realizan las operaciones de transporte e instalación. Es por ello por lo que, en la Tabla 3.2, se realiza una estimación de los costes asociados al arrendamiento diario de las embarcaciones más frecuentes usadas para las instalaciones de estructuras de soporte según la recopilación y comparativa de diversas fuentes.

Tabla 3.2.- Estimación de costes diarios de las embarcaciones para el transporte e instalación de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos.

Tipo de embarcacón	Coste de alquier diario[1)]	Especificaciones	Fuente
Remolcadores	1.000 -10.000 €	Proporcional a la capacidad de remolque	[155] [156]
Barcaza	15.000 – 45.000 €	Proporcional a la superficie y capacidad de carga	[157] [155]
Barcaza con grúa	72.000 – 90.000 €	*Sheer Leg* o grúa giratoria, con capacidad de carga entre 1000–4000 toneladas	[155] [158]
Buque de cubierta abierta	15.000 – 45.000 €[2)]	Amplia área de carga	[158] [159]
Buque de carga pesada	27.000 – 45.000 €	Carga y descarga de objetos pesados y amplia área en la cubierta principal.	[158]
Buque de carga autoelevable	100.000 – 225.000 €	Sistema de elevación y sistema de posicionamiento dinámico con Capacidad de grúa de 800 a 1500 toneladas	[155] [158]
Buques grúa semisumergible	268.000- 450.000 €	Gran altura de elevación y capacidad de grúa de 3000 a 20000 toneladas.	[158]

1) aproximación de 1 $ ≈ 0,9 € y 1 £ ≈ 1,15 €.
2) Al ser el buque de cubierta abierta una nueva nomenclatura aceptada recientemente por la DNV [129] hay pocas referencias de precios asociados a su arrendamiento con lo que lo único que se cuenta es un valor de referencia [159] *que propone modificar la desviación de buque de carga pesada (donde se englobaba este tipo de embarcaciones) según datos recientes.*

En la Tabla 3.3, se muestra una recopilación de las embarcaciones empleadas en algunos de los parques eólicos marinos que comparten la misma tipología de estructuras de soporte con este estudio.

Tabla 3.3.- Embarcaciones empleadas durante la construcción de parques eólicos marinos con estructuras de soporte tipo jacket.

Nombre	Tipo de embarcación	Parque eólico marino	Fuente
UR96	Barcaza	Wikinger (Alemania)	[119]
UR97	Barcaza	Wikinger (Alemania)	[119]
UR98	Barcaza	Wikinger (Alemania)	[119]
UR171	Barcaza	Wikinger (Alemania)	[119]
Caroline	Barcaza	Saint-Brieuc (Francia)	[160]
H401	Barcaza	Saint-Brieuc (Francia)	[160]

Kamarima	Remolcador	Saint-Brieuc (Francia)	[160]
Eraclea	Remolcador	Saint-Brieuc (Francia)	[160]
Onyx	Remolcador	Saint-Brieuc (Francia)	[160]
Taklift 4	Barcaza grúa tipo sheerleg	Wikinger (Alemania)	[161]
Boskalis Mighty Servant1	Buque de cubierta abierta	East Anglia ONE (Reino Unido)	[162]
Dockwise	Buque de cubierta abierta	Wikinger (Alemania)	[161]
Swan	Buque de cubierta abierta	Wikinger (Alemania)	[161]
Xiang Yun Kou	Buque de cubierta abierta	Seagreen (Escocia)	[163]
Fan Zhou 10	Buque de cubierta abierta	Seagreen (Escocia)	[163]
Xiang Rui Kou	Buque de cubierta abierta	Seagreen (Escocia)	[163]
Zhen Hua 33	Buque de cubierta abierta	Seagreen (Escocia)	[163]
Zhen Hua 33	Buque de cubierta abierta	Seagreen (Escocia)	[163]
Tern	Buque de cubierta abierta	Wikinger (Alemania)	[161]
Albatross	Buque de cubierta abierta	Moray East (Escocia, Reino Unido)	[164]
Hawk	Buque de cubierta abierta	Moray East (Escocia, Reino Unido)	[164]
Osprey	Buque de cubierta abierta	Moray East (Escocia, Reino Unido)	[164]
Bokalift 1	Buque de carga pesada	East Anglia ONE (Reino Unido), Formosa 2 (Taiwán)	[162] [165]
Bokalift 2	Buque de carga pesada	Changfang (Taiwan)	[166]
Giant 7	Buque de carga pesada	Wikinger (Alemania)	[161]
Aegir	Buque de carga pesada	East Anglia ONE (Reino Unido)	[167]
Strashnov	Buque de carga pesada	Beatrice (Escocia, Reino Unido)	[168]
Yudin	Buque de carga pesada	Beatrice (Escocia, Reino Unido), Formosa 2 (Taiwán)	[165] [168]
Scylla	Buque grúa autoelevable	Moray East (Escocia, Reino Unido)	[169]
Apollo	Buque grúa autoelevable	Moray East (Escocia, Reino Unido)	[170]
Saipem 7000	Buques grúa semisumergibles	Seagreen (Escocia)	[171]

3.2. Instalación

La fase de instalación constituye una de las etapas más críticas y complejas en la construcción de estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos. Durante esta etapa se llevan a cabo operaciones de gran precisión y elevada exigencia técnica, condicionadas por factores ambientales como las condiciones meteorológicas, el estado del mar y las características geotécnicas del lecho marino. La instalación comprende actividades clave como: el traslado final de la estructura al punto exacto de instalación, el izado y posicionamiento preciso sobre el emplazamiento, el proceso de anclaje el lecho marino, y, finalmente, el aseguramiento final de la cimentación.

En este apartado se describen de forma detallada y específica cada una de las operaciones involucradas en la instalación offshore de estructuras tipo jacket, resaltando los requisitos técnicos y logísticos fundamentales. También se analizan también las herramientas y tecnologías utilizadas habitualmente en esta fase, como los equipos especializados para el anclaje, con la finalidad de ofrecer una visión completa y técnica del procedimiento de instalación actualmente utilizado en la industria eólica marina.

3.2.1. Estrategias de transporte e instalación

El traslado e instalación de las estructuras de soporte tipo jacket que se van a instalar en el lecho marino, desde el puerto base hasta el emplazamiento del parque eólico, puede llevarse a cabo mediante dos estrategias distintas, según Oelker et al. [172] y Tjaberings et al. [173].

La primera estrategia consiste en que el mismo buque de carga pesada, encargado de la instalación de las estructuras de soporte, también se utilice para el transporte de estas. En este caso, la carga se realiza utilizando la grúa del propio buque. Posteriormente, las estructuras se aseguran mediante sistemas de fijación para que no se muevan durante la travesía. Una vez en el emplazamiento de instalación, es el propio buque el que realiza la operación de instalación de la estructura de soporte en el lecho marino. Terminadas las tareas de instalación, el buque de carga pesada regresa al puerto base para recoger la siguiente tanda de estructuras y se repite el mismo proceso (Figura 3.16 a).

La segunda estrategia consiste en desplegar solamente el buque de carga pesada, un buque de carga autoelevable o bien un buque grúa semisumergible solamente para las actividades de instalación, mientras que barcazas remolcadas o buques de cubierta abierta, denominado alimentadores (*feeders*), se destinan a las labores de transporte de las estructuras, alimentando el proceso de instalación (Figura 3.16 b). Esta estrategia

implica añadir dos actividades críticas en alta mar durante el sistema de instalación: el amarre de la nave alimentadora junto al buque de instalación y el izado de estructuras desde una cubierta en constante movimiento. Es por ello, que esta segunda estrategia está limitada por condiciones meteorológicas que permitan que estas actividades se realicen de manera segura.

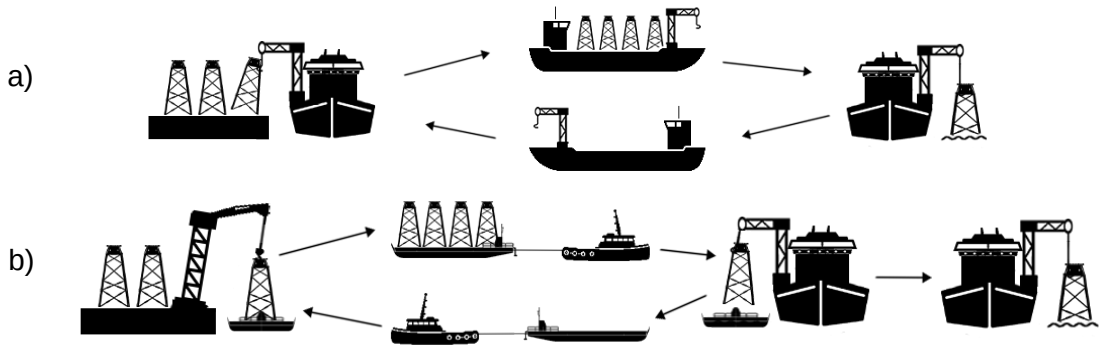

Figura 3.16.- Estrategia de buque de carga pesada para transporte e instalación (a) y estrategia mediante alimentadores (b).

3.3. Métodos de anclaje al lecho marino

Las estructuras de soporte tipo jacket pueden anclarse al fondo marino mediante diferentes técnicas, seleccionándose cada una en función de las características geotécnicas del suelo, la profundidad y la capacidad industrial de instalación disponible. A continuación, se analizan los tres métodos principales de anclaje de este tipo de estructuras:

- Pre-hincado de pilotes
- Post-hincado de pilotes
  - Pilotes hincados (*driven piles*)
  - Pilotes con manguitos (*sleeve piles*)
- Vasos de succión (*suction buckets*)

3.3.1. Pre-hincado de pilotes

El pre-hincado de pilotes constituye una técnica fundamental en la instalación de cimentaciones marinas, especialmente en estructuras de soporte tipo jacket. Este procedimiento, conocido en inglés como *pre-piling*, consiste en hincar los pilotes en el lecho marino antes de colocar la subestructura metálica, con el objetivo de garantizar una alineación precisa, una correcta distribución de cargas y una mayor estabilidad estructural. Esta metodología permite asegurar que los pilotes queden perfectamente posicionados de

acuerdo con el diseño estructural y con las tolerancias correctas, optimizando la transferencia de esfuerzos entre la subestructura y el terreno.

3.3.1.1. Instalación mediante hincado convencional

En el hincado convencional, una plantilla guía se desciende cuidadosamente hasta el fondo marino utilizando grúas, guiados por sensores y sistemas de posicionamiento dinámico para garantizar un descenso controlado y seguro. Una vez en el fondo, se lleva a cabo su alineación precisa mediante equipos como GPS diferencial y giroscopios, asegurando que la plantilla quede nivelada y correctamente orientada. En algunos casos, se emplean patas ajustables o sistemas de lastre para estabilizar la estructura. Esta operación permite que los pilotes sean hincados con exactitud en los puntos previstos [174].

Figura 3.17.- Instalación de la plantilla guía en el lecho marino. (Fuente: [175])

A continuación, los pilotes se instalan en el lecho marino a través de la plantilla guía, donde se insertan los pilotes mediante el uso de martillos hidráulicos, respetando la separación y la inclinación necesarias para adaptarse a la geometría del jacket.

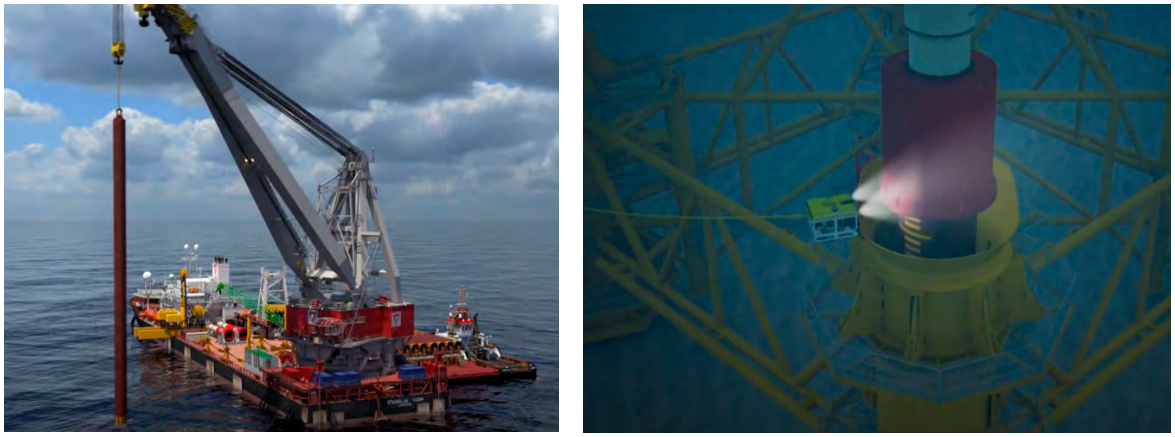

Figura 3.18.- Hincado de pilotes en el lecho marino mediante martillos hidráulicos. (Fuente: [175])

Una vez instalados todos los pilotes, la plantilla se retira, y la subestructura puede ser colocada de forma precisa sobre los pilotes preinstalados (ver Figura 3.19).

Figura 3.19.- Izado de la plantilla guía una vez instalados los pilotes. (Fuente: [175])

Para la instalación de la subestructura metálica, ésta se encaja sobre los pilotes usando conectores denominados *stab-ins* (encajes), uno por cada pata del jacket. Normalmente uno de estos encajes es más largo que los demás, el cual se inserta primero sirviendo de guía para alinear el jacket correctamente sobre los otros pilotes [176].

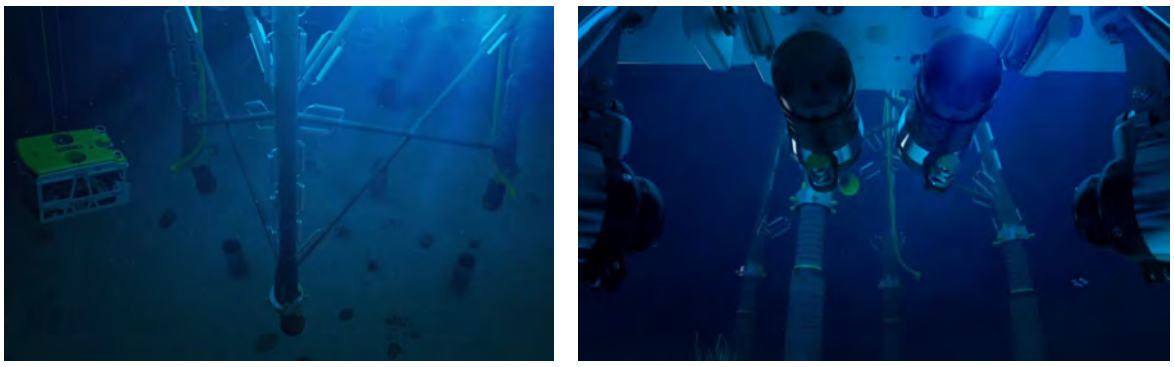

Figura 3.20.- Instalación de los stab-ins en los pilotes preinstalados. (Fuente: [177])

Posteriormente, los encajes se fijan a los pilotes mediante técnicas de unión como el *swaging* o *grouting* [43]. El *swaging* es un proceso de forja en el que el metal se deforma plásticamente hasta alcanzar su forma final mediante la aplicación de altas presiones. Por otro lado, el *grouting*, consiste en establecer una conexión estructural entre una cimentación tipo jacket y los pilotes que han sido hincados o perforados en el lecho marino. Este procedimiento implica rellenar el espacio anular entre el pilote y la camisa del jacket con mortero especial (vulgarmente denominada “lechada”), creando una unión rígida que transfiere las cargas estructurales de la superestructura al subsuelo marino [178].

En este último método, la subestructura se apoya inicialmente en los pilotes mediante un tope. Tras aplicar el mortero especial, se retira el tope, transfiriendo la carga a la unión de lechada. Este método requiere alta precisión y mar en calma para lograr que la estructura baje correctamente sobre varios pilotes simultáneamente, pero tiene la ventaja de que los pilotes pueden instalarse con medios más ligeros o antes de la llegada de la gran grúa, reduciendo el tiempo crítico del buque grúa principal.

Figura 3.21.- Unión de los pilotes preinstalados y encajes de las estructuras tipo jacket mediante grouting. (Fuente: [177])

3.3.1.2. Instalación mediante perforado

En suelos extremadamente duros o rocosos donde la hinca por impacto no es viable, los pilotes deben perforarse. Este método, denominado en inglés *drilled piles,* implica usar un taladro para excavar un pozo en la roca (ver Figura 3.22), insertar el pilote o una armadura en el hueco y rellenar con lechada de cemento para anclarlo [179]. Si bien garantiza la instalación en lechos no penetrables, conlleva un proceso mucho más lento y costoso que la hinca convencional, ya que cada pilote debe perforarse a gran profundidad y fijarse mediante *grouting*, incrementando las horas de buque e infraestructura necesarias. Un ejemplo es el parque eólico de Saint-Brieuc (Francia) [180], donde la presencia de roca dura obligó a perforar los pilotes de los jackets, aumentando considerablemente los tiempos de instalación previstos (cada pilote requirió días de perforación).

Figura 3.22.- Proceso de instalación de pilotes mediante perforado. (Fuente: [181])

El método de pre-hincado permite dividir el proceso de instalación de la estructura jacket en dos fases diferenciadas: una primera en la que se realiza el hincado de pilotes y, posteriormente, la colocación de la subestructura. Esta secuenciación permite trabajar con ventanas meteorológicas más cortas. Además, el posicionamiento del jacket se facilita al utilizar pilotes previamente instalados como referencia, lo que reduce aún más las restricciones climáticas [176].

El pre-pilotado también puede llevarse a cabo con un buque grúa de menor capacidad que el necesario para instalar la estructura metálica, lo cual disminuye los costes globales. Al no ser necesarias las mangas guía ni las plataformas de apoyo en la subestructura, lo que puede representar una reducción de hasta un 10 % en peso y, por ende, en costes de materiales. Por ejemplo, según Baert [176] Burton et al. [182]., en el proyecto demostrativo Beatrice OWF, las mangas guía pesaban 163 toneladas frente a un total de 1296 toneladas de la estructura completa de soporte.

Aunque el uso de una plantilla guía implica un coste adicional en la instalación, este se compensa con las ventajas mencionadas, las cuales se amplifican a medida que aumenta el número de estructuras a instalar.

3.3.2. Post-pilotado

El post-pilotado implica realizar el proceso de manera inversa a lo representado en el método de pre-pilotado. En este caso, la subestructura de soporte tipo jacket se coloca primero en su posición definitiva sobre el lecho marino. A continuación, los pilotes de cimentación se introducen a través de las propia estructura o mangas guía soldadas a cada pata de la jacket y se hincan con un martillo hasta que sobresalen ligeramente por encima del extremo superior de dichas mangas o de la estructura. Finalmente, los pilotes se conectan a las patas de la jacket mediante técnicas de engargolado (*swaging*) o inyección de lechada (*grouting*) [176], ambas explicadas anteriormente.

3.3.2.1. Pilotes hincados (driven piles)

El primer método de anclaje mediante pilotes hincados de acero a través de la estructura de soporte tipo jacket ya instalada consiste en introducir grandes pilotes tubulares en el lecho marino principalmente por hincado usando martillos hidráulicos, logrando la fijación por fricción lateral y apoyo en estratos profundos resistentes (ver Figura 3.23).

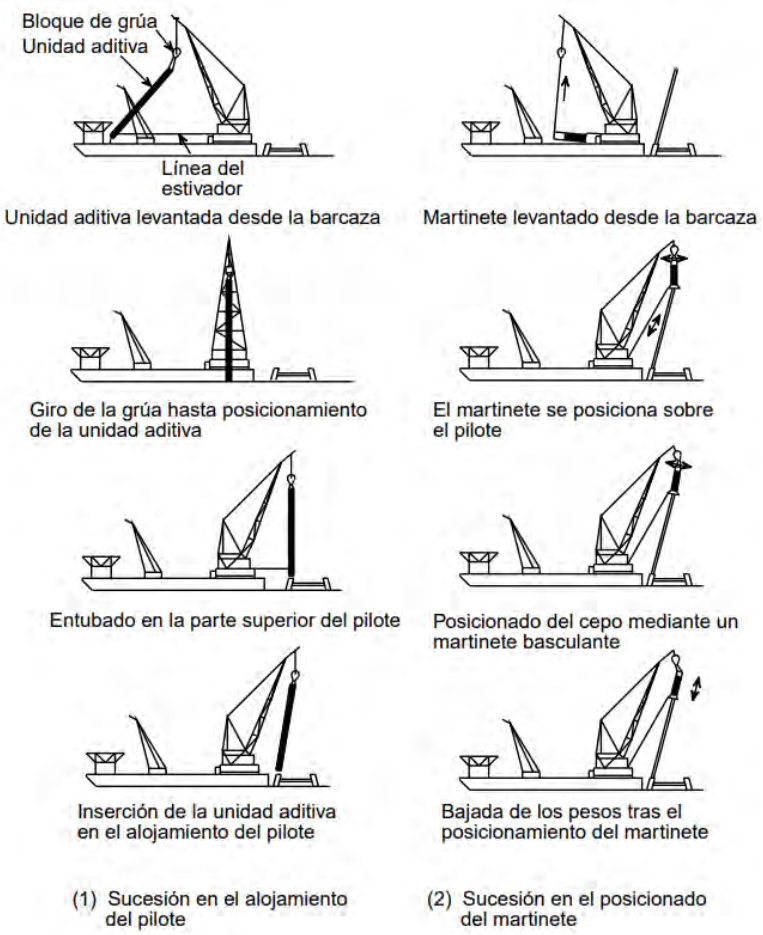

Figura 3.23.- Secuencia de colocación (izquierda) de pilotes e hincado (derecha) de pilotes. (Fuente: [183])

La hinca por impacto ha sido el método estándar debido a su confiabilidad; sin embargo, genera elevadas ondas de ruido submarino que obligan a tomar medidas para mitigar los efectos ambientales (p. ej. cortinas de burbujas) para proteger la fauna marina [184].

Para minimizar el ruido y acelerar la instalación, se ha investigado la hinca por vibración como alternativa [185]. Este método emplea vibradores de alta potencia para introducir el pilote mediante movimientos oscilatorios en vez de golpes. Sus ventajas teóricas incluyen hincas más rápidas y niveles de ruido inferiores. También permite clavar y extraer pilotes en una sola secuencia con menor fatiga estructural. No obstante, la efectividad de la hinca vibratoria depende del tipo de suelo (es menos eficiente en estratos muy densos o rocosos) y el control de la capacidad final del pilote es más complejo, por lo que aún se considera una técnica complementaria en desarrollo.

Los pilotes hincados (sea por impacto o perforación) representan uno de los métodos de anclaje más probados para estructuras marinas en celosía, con décadas de

uso en plataformas petrolíferas fijas y ahora ampliamente adoptado en eólica marina (ver Figura 3.24).

Figura 3.24.- Hincado de pilotes en una estructura tipo jacket de la industria del petróleo. (Fuente: [186])

3.3.2.2. Pilotado mediante manguitos (sleeve piles)

En las cimentaciones jacket con pilotes hincados, es habitual emplear manguitos o *sleeves piles* en las patas para lograr una unión rígida entre cada pata y su pilote. Este sistema consiste en fijar el jacket a los pilotes mediante conexiones encamisadas. La pata o faldón de la estructura actúa como un manguito hueco (de diámetro ligeramente mayor que el pilote) y el espacio anular se rellena con *grout*, creando una unión monolítica una vez fraguado.

Para este tipo de estructuras modificadas, el proceso típico es el siguiente: el jacket se transporta flotando o sobre una barcaza hasta el sitio y se baja al fondo con la grúa, apoyándolo temporalmente sobre el lecho marino mediante placas base o "*mudmats*" planas situadas en las patas, que son una especie de zapatas que evitan que se entierre o vuelque mientras está apoyada en el lecho marino (ver Figura 3.25).

Figura 3.25.- Instalación de una estructura tipo jacket con sleeve piles sobre el lecho marino. (Fuente: [187])

Con el jacket alineado y nivelado en posición, se hinca un pilote por cada pata descendiendo a través del manguito tubular de la pata. A continuación, al igual que en los anteriores métodos, se golpea cada pilote hasta la profundidad de diseño requerida, asegurando la fijación al terreno, y posteriormente se inyecta *grout* en la holgura entre el pilote y la pared interna de la pata para rigidizar la conexión. Durante la hinca, la estructura suele sujetarse con sistemas de fijación provisionales (ej. *pile grippers* hidráulicos en cada manguito [187]) para mantener la verticalidad y evitar desplazamientos hasta que el *grout* fragua y une todo el conjunto.

Figura 3.26.- Hincado de pilotes mediante los sleeve piles de la estructura. (Fuente: [187])

Este tipo de cimentaciones son comúnmente usadas para las estructuras de soporte de las subestaciones de transformación en los parques eólicos marinos. No obstante, su uso no está limitado en las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos. Por ejemplo, en el parque eólico marino de Hornsea Two, la estructura de soporte de la subestación transformadora se cimentó mediante post-pilotado de pilotes hincados a través de los manguitos (*sleeve piles*) de la estructura.

Figura 3.27.- Transporte e instalación de una estructura tipo jacket con sleeve piles para la subestación de transformación del parque eólico marino Hornsea Two. (Fuente: [188])

3.3.3. Cimentaciones con vasos de succión (*suction buckets*)

Las cimentaciones con vasos de succión, conocidas en inglés como *suction buckets*, también conocida como *suction caissons*, son una tecnología de cimentación utilizada en estructuras marinas que consisten en cilindros de acero abiertos en su base que se incrustan en el lecho marino mediante la creación de una presión negativa en su interior, lo que permite su penetración sin necesidad de hincado mecánico aumentando la capacidad portante de la estructura [189]. Cuando se combinan con estructuras tipo jacket, forman lo que se denomina *suction bucket jackets* (SBJ) [190], ofreciendo una solución alternativa a los monopilotes tradicionales en parques eólicos marinos.

Para instalar la cimentación, la estructura metálica completa (tanto estructura de soporte como cimentación) se coloca sobre el lecho marino mediante buques especializados con grúa (ej. buque de carga que se muestra en la Figura 3.28).

Figura 3.28.-Animación del izado e instalación de una estructura de soporte tipo suction bucket jacket (SBJ). (Fuente: [191])

Una vez colocados sobre el lecho marino donde se desea instalar, se conectan bombas de vacío que se encuentran en la parte superior de la cimentación, las cuales extraen agua del interior de cada vaso. La diferencia de presión generada fuerza a los vasos a penetrar en el subsuelo, “succionándolos” hacia abajo hasta una profundidad de empotramiento determinada (ver Figura 3.29). Una vez alcanzada la cota, se detiene el bombeo y el aumento de presión interna asegura el cajón contra el suelo, formando una cimentación estable por succión y peso propio. Los vasos de succión actúan como amplias zapatas de gran diámetro que transmiten principalmente cargas verticales al terreno por su gran área, trabajando de forma similar a cimentaciones superficiales pero ancladas por vacío. Como se muestra en la Figura 3.30, usualmente, el espacio comprendido entre el

lecho marino y la parte superior interna del vaso de succión se llena mediante *grout* rellenando así la cavidad generada entre el vaso y el lecho marino.

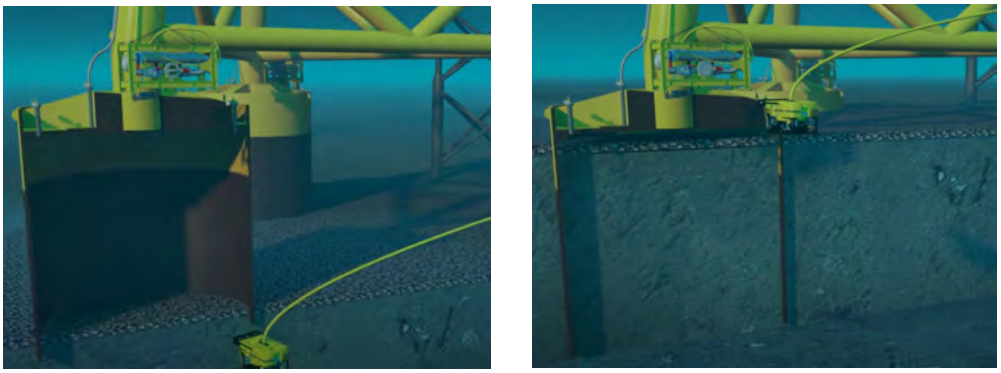

Figura 3.29.- Animación del proceso de succión de los suction buckets. (Fuente: [191])

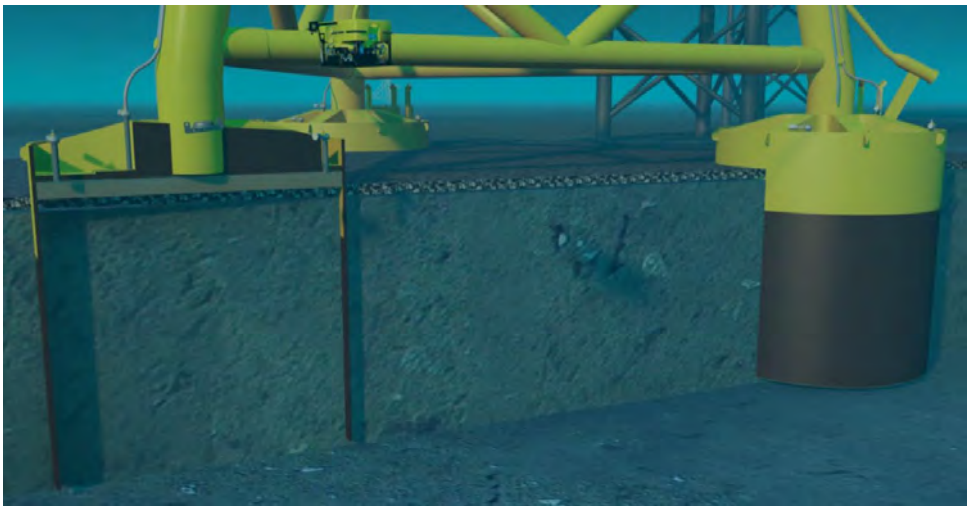

Figura 3.30.- Relleno de la cavidad mediante grout. (Fuente: [191])

La cimentación por succión destaca por una instalación relativamente sencilla, rápida y silenciosa en comparación con pilotes hincados [192]. Al no requerir golpeo ni perforación, reduce el tiempo de instalación (no hay que hincar múltiples pilotes uno a uno) y minimiza el ruido submarino casi por completo. Esto conlleva ahorros en costes de instalación y en medidas de mitigación acústica, así como un menor impacto ambiental durante la obra.

La empresa danesa líder en transición hacia energías renovables, Ørsted, reportó que, además de los menores costes logrados por una instalación más rápida y un desmantelamiento más simple, la drástica reducción del ruido fue una de las grandes ventajas de los suction buckets en sus proyectos [193]. Otra ventaja es que facilita el desmantelamiento al final de la vida útil, ya que, aplicando presión inversa (inyectando agua) se pueden extraer los vasos del fondo prácticamente sin dejar restos, simplificando

la fase de desmantelamiento [194]. Así mismo, en terrenos adecuados (arenas o arcillas blandas a medias), los vasos proporcionan suficiente capacidad portante sin necesidad de llegar a estratos muy profundos, evitando la incertidumbre de alcanzar roca firme.

Pese a sus beneficios, las cimentaciones por succión presentan ciertas limitaciones importantes. Requieren suelos relativamente blandos y homogéneos, no siendo viables en lechos muy rocosos o con obstáculos ya que la presencia de inclusiones duras puede impedir la penetración uniforme de los vasos de succión. Tampoco se recomiendan donde haya dunas submarinas pronunciadas o alta movilidad del lecho, pues los vasos tienen empotramiento poco profundo y una huella en planta mayor (30–40 m de diámetro) que los hace más vulnerables a la erosión local. De hecho, su gran base suele exigir mayor protección contra socavación (colocación de escollera alrededor) que los pilotes tradicionales. La técnica además es sensible a las propiedades del suelo, pues si el terreno no sella bien los bordes del vaso o tiene permeabilidad demasiado alta, se pierde vacío y el cajón no penetra, perdiendo la capacidad portante de la estructura [193].

Los *suction bucket jackets* se han aplicado exitosamente en varios proyectos europeos recientes. Ørsted instaló el primer vaso de succión en un jacket experimental en Borkum Riffgrund 1 (Alemania, 2014), seguido de 20 jackets de succión en el parque Borkum Riffgrund 2 (2018) y 11 más en Aberdeen Bay (Escocia, 2018) [193]. Estas experiencias demostraron la viabilidad de la tecnología a escala de parque, cumpliendo las expectativas de rápida instalación y bajo ruido. En la Figura 3.31 se aprecia la instalación de un jacket de tres patas con vasos de succión en el parque eólico marino de Borkum Riffgrund 2, donde la estructura fue izada por la grúa de un buque autoelevable y descendido hasta apoyar los vasos en el fondo marino, tras lo cual se realiza la succión.

Figura 3.31.- Instalación de una estructura tipo jacket con vasos de succión en el parque eólico de Borkum Riffgrund 2. (Fuente: [195])

Es por todo lo comentado anteriormente, que la cimentación mediante succión es una tecnología relativamente nueva en eólica offshore, con experiencia acumulada limitada (los primeros prototipos se instalaron en 2014 y parques eólicos marinos comerciales llegaron en 2018). Actualmente, hay menos capacidad industrial y costes de fabricación algo superiores para esta cimentación (grandes diámetros requieren talleres adaptados), lo que puede resultar en costes totales aun ligeramente más altos frente a cimentaciones convencionales a pesar del ahorro en instalación. Se espera que, con la estandarización y producción en serie, los *suction bu*ckets logren reducir sus costes, ya que, según varias publicaciones y entrevistas a expertos del sector, este tipo de cimentaciones podrían abaratar entorno 20% las cimentaciones respecto a pilotes [196].

3.4. Aseguramiento final y remates

Con el jacket ya anclado firmemente al lecho, se completan tareas finales submarinas. Esto incluye instalar protección anti-socavación como se muestra en la Figura 3.32, donde generalmente, un buque arroja material rocoso alrededor de las patas o vasos (en el caso de los *suction buckets*) para evitar erosión del lecho por corrientes. También se retiran o liberan los accesorios temporales, como, por ejemplo, se sueltan las guías de la plantilla (que puedan recuperarse), se retiran las abrazaderas de montaje, se desmontan los aparejos de izado y los canales por los que se inyecta la lechada (*grout*).

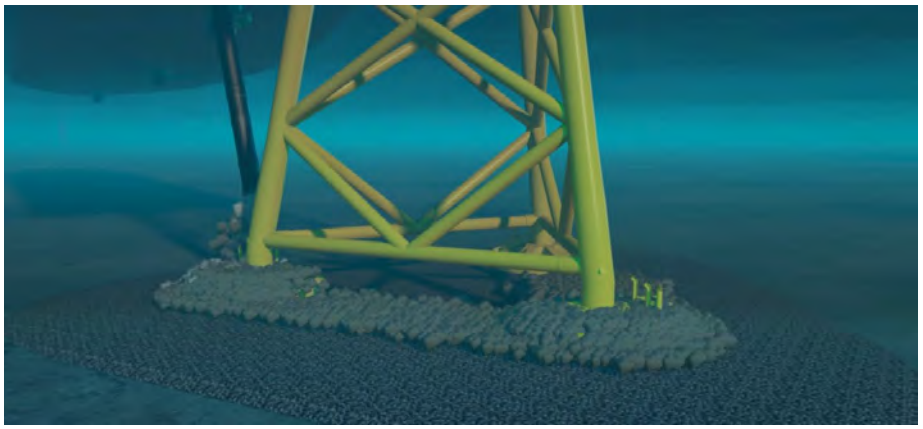

Figura 3.32.- Instalación de protección anti-erosión. (Fuente: [191])

Con esas tareas quedan listos los pernos o superficies de la pieza de transición, que conecta la cima de la estructura de soporte con la torre del aerogenerador. En algunos diseños, la pieza de transición ya viene incorporada y nivelada en el jacket, mientras que, en otros, se instala aparte con ajustes de nivel. Finalmente, se verifica la verticalidad y topografía de la cimentación terminada, quedando lista para incorporar el aergenerador.

CAPÍTULO IV
FUNCIÓN DE ESTIMACIÓN DE COSTES

En el presente capítulo se desarrollan diferentes alternativas metodológicas para estimar los costes de construcción e instalación de estructuras tipo jacket a partir de sus variables principales. Estas variables, que afectan al coste total de la estructura, han sido identificadas durante el análisis del proceso completo de construcción e instalación de la estructura de soporte tipo jacket descritos en capítulos anteriores.

En primer lugar, se establecen una serie de aproximaciones preliminares que permiten explorar la relación existente entre las variables consideradas y los costes resultantes, con el propósito de obtener modelos iniciales simplificados y de fácil aplicación. Posteriormente, y a partir de dichas aproximaciones iniciales, se presentarán funciones de estimación de costes finales, más precisas y ajustadas, capaces de ofrecer estimaciones del coste total esperado según las variables de diseño de la estructura.

4.1. Estimaciones de costes parciales

De forma genérica, el coste total de la estructura se puede descomponer en los costes de las principales partidas del proceso, de manera que:

$$C_{\text{total}} = \sum_{i=1}^{6} c_i = c_1 + c_2 + c_3 + c_4 + c_5 + c_6 \tag{4.2}$$

donde,

c_1: costes de material (acero).

c_2: costes de soldadura.

c_3: costes de protección frente a corrosión.

c_4: costes de ensamblaje.

c_5: costes de transporte.

c_6: costes de instalación.

4.1.1. Estimación de costes de material

El coste de material puede estimarse en base a la suma del coste de N tubos por el coste de cada tubo (ecuación 4.2), donde N es el total de elementos tubulares que componen el jacket (sumatoria de las patas, brazos y pilotes). Según sus dimensiones, estos elementos pueden fabricarse mediante distintos procesos (descritos en el apartado 2.1.2), lo cual conlleva variaciones en costes de fabricación. Además, hay que considerar los costes de transporte de cada tubo, ya que el método de fabricación elegido determina también los posibles lugares de producción:

$$c_1 = \sum_{i=1}^{N} \text{coste}_i[€] \tag{4.2}$$

Otra alternativa consiste en estimar los costes de material como el producto del peso total de la estructura por el coste unitario del acero (ecuación 4.3):

$$c_1 = c_{\text{acero}}[€/\text{kg}] \cdot M_{\text{jacket}}[\text{kg}] \tag{4.3}$$

Para una mejor estimación, la anterior expresión puede descomponerse, diferenciando los precios de los perfiles tubulares normalizados (ptn) de acero y el coste de los perfiles tubulares bajo demanda (ptbd), ambos expresados por kilogramo de material, pudiendo expresar el coste del material como:

$$c_1 = c_{\text{ptn}}[€/\text{kg}] \cdot m_{\text{ptn}}[\text{kg}] + c_{\text{ptbd}}[€/\text{kg}] \cdot m_{\text{ptbd}}[\text{kg}] \tag{4.4}$$

Esta última expresión será definida como la función primitiva para desarrollar la estimación de costes asociados al material de la estructura.

4.1.2. Estimación de costes de soldaduras

El coste asociado a las uniones soldadas se puede descomponer en tres componentes: el correspondiente al coste de mano de obra, maquinaria y equipos auxiliares (RS); el coste de las inspecciones visuales (INV); y el coste derivado de los ensayos no destructivos (END):

$$c_2 = c_{2,\text{RS}} + c_{2,\text{INV}} + c_{2,\text{END}} \tag{4.5}$$

En una primera aproximación, los costes de la mano de obra, maquinaria y equipos auxiliares de soldadura ($c_{2,\mathrm{RS}}$) se pueden calcular a partir del coste de unión soldada ($c_{\mathrm{soldadura}}$) por el número de uniones soldadas ($n_{\mathrm{soldaduras}}$):

$$c_{2,\mathrm{RS}} = c_{\mathrm{soldadura}}[€/\mathrm{ud}] \cdot n_{\mathrm{soldaduras}}[\mathrm{ud}] \tag{4.6}$$

Otra forma de calcular este coste es expresándolo en función de las dimensiones de la estructura. En este enfoque, se puede utilizar el coste por unidad de longitud de soldadura ($c_{\mathrm{soldadura,L}}$) junto a la longitud total del cordón de soldadura ($L_{\mathrm{soldadura}}$) como se muestra en la ecuación 4.7:

$$c_{2,\mathrm{RS}} = c_{\mathrm{soldadura,L}}[€/\mathrm{m}] \cdot L_{\mathrm{soldadura}}[\mathrm{m}] \tag{4.7}$$

Alternativamente, puede estimarse mediante el coste de soldadura por unidad de volumen ($c_{\mathrm{soldadura,V}}$) y el volumen total del cordón de soldadura ($V_{\mathrm{soldadura}}$), como se describe en la ecuación 4.8:

$$c_{2,\mathrm{RS}} = c_{\mathrm{soldadura,V}}[€/\mathrm{m}^3] \cdot V_{\mathrm{soldadura}}[\mathrm{m}^3] \tag{4.8}$$

Durante la búsqueda de precios unitarios relativos al proceso de soldadura no se han encontrado los precios por metro de soldadura, ni por volumen. Solo se han obtenido los costes directos de mano de obra (c_{MO}) y materiales auxiliares (c_{MA}) por unidad de tiempo. Por lo que esta parte del coste se calcula multiplicando el tiempo necesario para realizar la soldadura ($t_{\mathrm{soldadura}}$) por la suma de ambos costes:

$$c_{2,\mathrm{RS}} = t_{\mathrm{soldadura}}[\mathrm{h}] \cdot (c_{\mathrm{MO}}[€/\mathrm{h}] + c_{\mathrm{MA}}[€/\mathrm{h}]) \tag{4.9}$$

El cálculo de los costes de las inspecciones visuales de soldaduras se basa en la cantidad de soldaduras que se inspeccionan por el coste unitario de inspección visual (c_{INV}). De acuerdo con el estándar DNVGL-OS-C401 [78], estas inspecciones deben realizarse en la totalidad de las soldaduras ($n_{\mathrm{soldaduras}}$), de manera que:

$$c_{2,\mathrm{INV}} = c_{\mathrm{INV}}[€/\mathrm{ud}] \cdot n_{\mathrm{soldaduras}}[\mathrm{ud}] \tag{4.10}$$

Finalmente, la subpartida asociada al coste a los ensayos no destructivos se define como el sumatorio del coste unitario de cada tipo de ensayo multiplicado por el número de veces que se realiza, considerando todos los tipos de ensayo aplicados (N_{END}):

$$c_{2,\mathrm{END}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{END}}} c_{\mathrm{END},i}[€/\mathrm{ud}] \cdot n_{\mathrm{END},i} \qquad (4.11)$$

En el presente estudio de estructuras de soporte tipo jacket, conforme el estándar DNVGL-ST-E273 [86] se requieren tres tipos distintos de ensayos no destructivos ($N_{\mathrm{END}} = 3$). A partir de la ecuación anterior, se identifican los ensayos de: partículas magnéticas (PM), radiografía (RD) y ultrasonido (UT). De esta manera, el coste de los ensayos no destructivos de las uniones soldadas se reformula mediante la siguiente expresión:

$$c_{2,\mathrm{END}} = c_{\mathrm{END,PM}}[€] \cdot n_{\mathrm{END,PM}} + c_{\mathrm{END,RD}}[€] \cdot n_{\mathrm{END,RD}} + c_{\mathrm{END,UT}}[€] \cdot n_{\mathrm{END,UT}} \qquad (4.12)$$

4.1.2.1. Número de uniones según el ensamblaje

En las estructuras de soporte tipo jacket, es importante distinguir entre los dos tipos de uniones que existen. Por un lado, están las uniones circulares (cuya nomenclatura en este estudio es uniones X-X), que se producen cuando se conectan dos tubos con ejes paralelos (Figura 4.1 izquierda), donde la longitud resultante de soldadura puede aproximarse directamente mediante el perímetro exterior del perfil tubular, sea este en la pata o en un brazo (arriostramiento). Por otro lado, hay uniones no circulares (uniones X-Y), típicamente en ángulo (Figura 4.1 derecha). En estos casos, la zona de soldadura proyectada tiene una forma elíptica debido a la inclinación entre los tubos. Por tanto, de aquí en adelante se diferencian los dos tipos de soldadura bajo su nomenclatura.

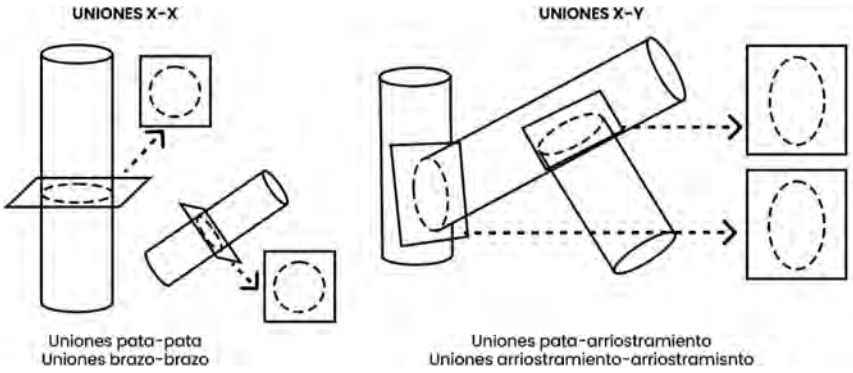

Figura 4.1.- Unión X-X (izquierda) y uniones X-Y (derecha).

Tal y como se observa en la Figura 2.25, el número de soldaduras para la fabricación de la estructura depende directamente de la estrategia de ensamblaje que se efectúe. Para este trabajo, solo se estiman las soldaduras para las estrategias de ensamblaje A y B. No se tiene en consideración la estrategia de ensamblaje C ya que los costes de la estructura están compuestos por una partida adicional correspondiente a los nodos prefabricados, de la cual no se disponen de datos suficientes para su cuantificación.

En el caso de la estrategia de ensamblaje A, el total de uniones se descompone en el número de uniones X-X ($n_{\mathrm{X-X,A}}$) más el número de uniones X-Y ($n_{\mathrm{X-Y,A}}$). Este total se calcula multiplicando el número de patas (n_{patas}) por el número de niveles (n_{niveles}), y a su vez por la suma de uniones requeridas según el tipo. Por un lado, se consideran las uniones X-X correspondientes a las uniones entre patas ($n_{\mathrm{x-x,patas}}$) y brazos ($n_{\mathrm{x-x,brazos}}$), tal y como se muestra en la ecuación 4.13:

$$n_{\mathrm{X-X,A}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \left(n_{\mathrm{X-X,patas,A}} + n_{\mathrm{X-X,brazos,A}}\right) \tag{4.13}$$

Por otro lado, el número de uniones X-Y entre patas y brazos ($n_{\mathrm{X-Y,patasbrazos}}$), así como entre brazos ($n_{\mathrm{X-Y,brazos}}$), según se indica en la ecuación 4.14:

$$n_{\mathrm{X-Y,A}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot (n_{\mathrm{X-Y,patasbrazos,A}} + n_{\mathrm{X-Y,brazos,A}}) \tag{4.14}$$

Este mismo procedimiento se sigue para la estrategia B (ecuaciones 4.15 y 4.16):

$$n_{\mathrm{X-X,B}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \ n_{\mathrm{X-X,patas,B}} \tag{4.15}$$

$$n_{\mathrm{X-Y,B}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot (n_{\mathrm{X-Y,patasbrazos,B}} + n_{\mathrm{X-Y,brazos,B}}) \tag{4.16}$$

Con el fin de simplificar las expresiones, el número de uniones por cada nivel y pata, para cada tipo correspondiente a cada estrategia se indican en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1.- Número de soldaduras para cada estrategia.

Estrategia de ensamblaje	Tipo de soldadura		Valor	Número total soldaduras
A	X-X	$n_{\mathrm{X-X,patas,A}}$	2	10
		$n_{\mathrm{X-X,brazos,A}}$	8	
	X-Y	$n_{\mathrm{X-Y,patasbrazos,A}}$	4	6
		$n_{\mathrm{X-Y,brazos,A}}$	2	
B	X-X	$n_{\mathrm{X-X\ patas,B}}$	1	1
	X-Y	$n_{\mathrm{X-Y,patasbrazos,B}}$	4	6
		$n_{\mathrm{X-Y,brazos,B}}$	2	

4.1.3. Estimación de costes de la protección frente a la corrosión

Los costes de protección frente a la corrosión se pueden hallar a partir de los costes de Preparación de la superficie previa (P), los costes de imprimación de los Recubrimientos (R), y los costes de la Protección Catódica (CP):

$$c_3 = c_{3,\mathrm{P}} + c_{3,\mathrm{R}} + c_{3,\mathrm{PC}} \tag{4.17}$$

Los costes de preparación de la superficie ($c_{3,\mathrm{P}}$) se calculan a partir del coste de preparación (c_{p}) por metro cuadrado por la sumatoria de superficie total de la subestructura (S_{jacket}) más la superficie de la cimentación de la estructura ($S_{\mathrm{cimentación}}$):

$$c_{3,\mathrm{P}} = c_{\mathrm{p}}[€/\mathrm{m}^2] \cdot \left(S_{\mathrm{jacket}}[\mathrm{m}^2] + S_{\mathrm{cimentación}}[\mathrm{m}^2]\right) \tag{4.18}$$

Los costes del recubrimiento ($c_{3,\mathrm{R}}$) se pueden calcular a partir del sumatorio de la cantidad de pintura (m_{pintura}) en kilogramo por el coste por kilogramo de pintura (c_{pintura}) más la mano de obra (c_{pintor}), expresada en la ecuación 4.19:

$$c_{3,\mathrm{R}} = c_{\mathrm{pintor}}[€/\mathrm{h}] \cdot t_{\mathrm{imprimación}}[\mathrm{h}] + \sum c_{\mathrm{pintura}}[€/\mathrm{kg}] \cdot m_{\mathrm{pintura}}[\mathrm{kg}] \tag{4.19}$$

O bien, se estima mediante la sumatoria del total de zonas de recubrimiento (N_{zonas}) y la sumatoria de técnicas de imprimación para el recubrimiento (N_{R}) aplicadas en cada zona de la estructura, calculándose a partir de los costes de recubrimiento de cada técnica por unidad de superficie (c_j) por la superficie de imprimación de la zona (s_{i}), tal como se expresa en la ecuación 4.20:

$$c_{3,\mathrm{R}} = \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{zonas}}} \left(\sum_{j=1}^{N_{\mathrm{R}}} c_j[€/\mathrm{m}^2] \cdot s_{\mathrm{i}}[\mathrm{m}^2] \right) \tag{4.20}$$

Los costes de protección catódica ($c_{3,\mathrm{PC}}$), en cambio, se pueden calcular como: el coste unitario de cada ánodo por el número de ánodos ($n_{\mathrm{ánodo}}$), descrita en la ecuación 4.21; o mediante el coste por kilogramo del ánodo por la masa (m_{PC}) necesaria para la protección según la DNV-RP-B401 [97] (comentada en el apartado 2.1.5.6.3), recogida en la ecuación 4.22:

$$c_{3,\mathrm{PC}} = c_{\mathrm{ánodo,ud}}[€/\mathrm{ud}] \cdot n_{\mathrm{ánodo}}[\mathrm{ud}] \tag{4.21}$$

$$c_{3,\mathrm{PC}} = c_{\mathrm{ánodo,kg}}[€/\mathrm{kg}] \cdot m_{\mathrm{PC}}[\mathrm{kg}] \tag{4.22}$$

O bien, una combinación de ambas, a partir del coste por kilogramo de ánodo, el número de ánodos necesarios y la masa de cada ánodo, de manera que:

$$c_{3,\mathrm{PC}} = c_{\text{ánodo}}[€/\mathrm{kg}] \cdot n_{\text{ánodo}}[\mathrm{ud}] \cdot m_{\text{ánodo}}[\mathrm{kg/ud}] \quad (4.23)$$

4.1.4. Estimación de costes de ensamblaje

El ensamblaje puede calcularse a partir de la sumatoria de los costes parciales (c_i) de todos los procesos ($N_{procesos}$) involucrados en la etapa de ensamblaje, como puede ser el alquiler de grúas para el izado de la estructura, infraestructura adicional para realizar las soldaduras en el taller, maquinaria y mano de obra asociada a cada subproceso.

$$c_4 = \sum_{i=1}^{N_{procesos}} c_i[€] \quad (4.24)$$

Partiendo de la ecuación anterior, se puede estimar un coste medio de ensamblaje por unidad de tiempo ($c_{\text{ensamblaje}}$), y multiplicarlo por el sumatorio de los tiempos parciales de cada proceso ($t_{\text{ensamblaje},i}$), obteniéndose el coste total de la etapa de ensamblaje.

$$c_4 = c_{\text{ensamblaje}}[€/\mathrm{h}] \sum_{i=1}^{N_{procesos}} t_{\text{ensamblaje},i}[h] \quad (4.25)$$

Debido a la complejidad de obtener precios parciales de los procesos implicados en la fase de ensamblaje, se estima alternativamente el coste de ensamblaje derivado de la suma de los costes de materiales (c_1), soldadura (c_2) y protección frente a la corrosión (c_3), multiplicado por un factor ponderado (λ) según las proporciones presentadas en la Tabla 2.10 del apartado 2.1.4.6 para cada estrategia de ensamblaje:

$$c_4 = \lambda \cdot \sum_{i=1}^{3} c_i = \lambda \cdot (c_1 + c_2 + c_3) \quad (4.26)$$

4.1.5. Estimación de costes de transporte

Una primera aproximación al coste de transporte es utilizar una embarcación con capacidad de carga y transporte suficiente (estrategia “a” de transporte del apartado 3.2.1). De esta manera, el coste asociado puede estimarse a partir del coste de cada transporte ($c_{\text{transporte}}$) multiplicado por el número de transportes ($N_{\text{transportes}}$), tal y como se indica en la ecuación 4.27:

$$c_5 = c_{\text{transporte}}[€/ud] \cdot N_{\text{transportes}}[\mathrm{ud}] \quad (4.27)$$

Alternativamente, puede estimarse a partir de los costes de movilización (es decir, desplazamiento de la embarcación desde su situación hasta el puerto base) ($c_{\text{movilización}}$), sumando el coste diario de alquiler de la embarcación ($c_{\text{diario,emb}}$) multiplicado por el número de días de transporte ($t_{\text{transporte}}$), según se detalla en la ecuación 4.28:

$$c_5 = c_{\text{movilización}}[€] + c_{\text{diario,emb}}[€/día] \cdot t_{\text{transporte}}[\text{día}] \quad (4.28)$$

El coste de transporte puede considerarse como un coste fijo dentro de los costes totales, que depende principalmente del parque eólico marino (selección del emplazamiento), por lo que no se tiene en cuenta a la hora de desarrollar la función de costes dependiente de las variables de diseño de la estructura de soporte tipo jacket.

4.1.6. Estimación de costes de instalación

Los costes de instalación pueden estimarse mediante el coste de movilización de la embarcación empleada para las labores de instalación ($c_{\text{movilización}}$) sumado al coste de instalación de cada pilote ($c_{\text{instalación,pilote}}$) multiplicado por el número de pilotes (n_{pilotes}):

$$c_6 = c_{\text{movilización}}[€] + c_{\text{instalación,pilote}}[€/\text{ud}] \cdot n_{\text{pilotes}}[\text{ud}] \quad (4.29)$$

Al igual que en la estimación del transporte, los costes de movilización de la embarcación ($c_{\text{movilización}}$) dependen de las características y ubicación del parque. Es por ello que, en este estudio de estimación de costes basado en las variables de diseño de la estructura, dichos costes se consideran como fijos y no se incluirán en las siguientes estimaciones.

Otra forma de estimar los costes asociados a la fase de instalación es a partir del coste de alquiler diario de la embarcación ($c_{\text{diario,emb}}$) multiplicado por el tiempo de instalación ($t_{\text{instalación}}$) más el tiempo de retraso (t_{retraso}) debido a las ventanas meteorológicas.

$$c_6 = c_{\text{diario,emb}}[€/\text{día}] \cdot (t_{\text{instalación}} + t_{\text{retraso}})[\text{día}] \quad (4.30)$$

La expresión anterior se puede reformular incluyendo un parámetro ($f_{\text{corrección}}$) que se corresponde con un factor de corrección relacionado con las ventanas meteorológicas:

$$c_6 = f_{\text{corrección}} \cdot \left(c_{\text{diario,emb}}[€/\text{día}] \cdot t_{\text{instalación}}[\text{día}]\right) \quad (4.31)$$

4.2. Función de estimación de costes propuesta

Estudiando las diferentes alternativas de estimación de costes, y en base a los datos recabados de los costes parciales durante el estudio detallado del proceso productivo de las estructuras de soporte tipo jacket, se formula la función de costes final como suma de los costes parciales, tal que:

$$C_{\text{total}} = c_1 + c_{2,\text{RS}} + c_{2,\text{INV}} + c_{2,\text{END}} + c_{3,\text{P}} + c_{3,\text{R}} + c_{3,\text{PC}} + c_4 + c_6 \qquad (4.32)$$

Cabe destacar que los costes de transporte (c_5) se omiten en este estudio ya que, como se comenta en el apartado 4.1.5, se consideran como costes fijos que no dependen expresamente de las variables de diseño de la estructura de soporte.

En la Tabla 4.2 se recogen todas las ecuaciones de aproximación de costes seleccionadas para desarrollarlas en base a las variables de diseño, identificándose también los números identificadores de dichas ecuaciones.

Tabla 4.2.- Ecuaciones de partida para el desarrollo de las funciones de coste.

Coste	Nº	Ecuación
c_1	(4.4)	$c_1 = c_{\text{ptn}}[€/\text{kg}] \cdot m_{\text{ptn}}[\text{kg}] + c_{\text{ptbd}}[€/\text{kg}] \cdot m_{\text{ptbd}}[\text{kg}]$
$c_{2,\text{RS}}$	(4.9)	$c_{2,\text{RS}} = t_{\text{soldadura}}[\text{h}] \cdot (c_{\text{MO}}[€/\text{h}] + c_{\text{MA}}[€/\text{h}])$
$c_{2,\text{INV}}$	(4.10)	$c_{2,\text{INV}} = c_{\text{INV}}[€/\text{ud}] \cdot n_{\text{soldaduras}}[\text{ud}]$
$c_{2,\text{END}}$	(4.12)	$c_{2,\text{END}} = c_{\text{END,PM}}[€] \cdot n_{\text{END,PM}} + c_{\text{END,RD}}[€] \cdot n_{\text{END,RD}} + c_{\text{END,UT}}[€] \cdot n_{\text{END,UT}}$
$c_{3,\text{P}}$	(4.18)	$c_{3,\text{P}} = c_{\text{p}}[€/\text{m}^2] \cdot S_{\text{jacket}}[\text{m}^2]$
$c_{3,\text{R}}$	(4.20)	$c_{3,\text{R}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{zonas}}} \left(\sum_{j=1}^{N_{\text{C}}} c_j[€/\text{m}^2] \cdot s_{\text{i}}[\text{m}^2] \right)$
$c_{3,\text{PC}}$	(4.23)	$c_{3,\text{PC}} = c_{\text{an}}[€/\text{kg}] \cdot n_{\text{an}}[\text{ud}] \cdot m_{\text{an}}[\text{kg/ud}]$
c_4	(4.26)	$c_4 = \lambda \cdot \sum_{i=1}^{3} c_i = \lambda \cdot (c_1 + c_2 + c_3)$
c_6	(4.31)	$c_6 = f_{\text{corrección}} \cdot \left(c_{\text{diario,emb}}[€/\text{día}] \cdot t_{\text{instalación}}[\text{día}] \right)$
C_{total}	(4.32)	$C_{\text{total}} = c_1 + c_{2,\text{RS}} + c_{2,\text{INV}} + c_{2,\text{END}} + c_{3,\text{P}} + c_{3,\text{R}} + c_{3,\text{PC}} + c_4 + c_6$

4.2.1. Función de costes de materiales

Partiendo de la ecuación 4.4, la masa de la estructura jacket se reescribe en función del volumen (V_{ptn} y V_{ptbd}) y densidad (ρ_{acero}):

$$c_1 = \rho_{acero} \cdot \left(c_{\text{ptn}} \cdot V_{\text{ptn}} + c_{\text{ptbd}} \cdot V_{\text{ptbd}}\right) \tag{4.33}$$

Donde el volumen total de perfiles normalizados y bajo demanda viene dado por la sumatoria de los volúmenes de cada elemento individual hasta N tubos para cada tipo (N_{ptn} para perfiles tubulares normalizados y N_{ptbd} para perfiles tubulares bajo demanda), que se expresan en las ecuaciones 4.34 y 4.35, respectivamente.

$$V_{\text{ptn}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ptn}}} V_{\text{ptn}_i} \tag{4.34}$$

$$V_{\text{ptbd}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ptbd}}} V_{\text{ptbd}_i} \tag{4.35}$$

Para discriminar si los perfiles tubulares son normalizados o bajo demanda, se elabora una gráfica que muestra los valores máximos y mínimos de espesor nominal para cada diámetro nominal, según los datos de la Tabla 2.3. A partir de estos valores, se interpola usando el valor más próximo, lo que permitirá, en futuros procesos de optimización, asignar a cada diámetro su valor nominal más cercano. De esta manera, los perfiles tubulares cuyos diámetros y espesores se encuentren dentro del área dibujada por las dos curvas (zona naranja de la Figura 4.2), se considerarán normalizados y se les aplicará el coste correspondiente. Por el contrario, los tubos cuyas dimensiones queden fuera de esa zona (zona azul de la Figura 4.2) se tratarán como perfiles bajo demanda.

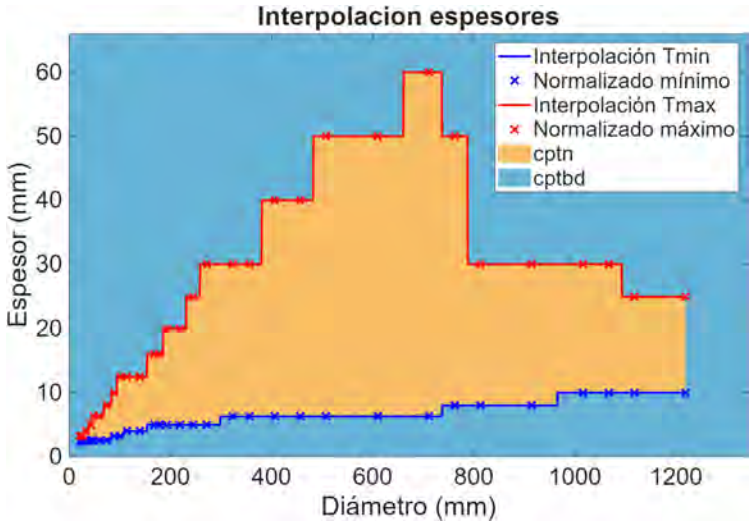

Figura 4.2.- Interpolación de espesores máximos y mínimos nominales.

De esta manera, se obtiene la condición para discriminar si un perfil tubular es normalizado (ptn), que, en caso de que no se cumpla, se considera bajo demanda (ptbd).

$$\mathrm{Cond}_{D,\min} \leq D_i \leq \mathrm{Cond}_{D,\max} \; y \; \mathrm{Cond}_{\hat{T}_i,\min} \leq T_i \leq \mathrm{Cond}_{\hat{T}_i,\max} \qquad (4.36)$$

Donde, las condiciones de valor de diámetro mínimo ($\mathrm{Cond}_{D,\min}$) y máximo ($\mathrm{Cond}_{D,\max}$) son valores únicos que vienen dados por la Tabla 2.3.-. Mientras que las condiciones de espesor mínimo ($\mathrm{Cond}_{\hat{T}_i,\min}$) y máximo ($\mathrm{Cond}_{\hat{T}_i,\max}$) para cada tubo viene dado los valores de los vectores con las interpolaciones correspondientes de la posición del espesor a evaluar (curva roja para el valor máximo y azul para el valor mínimo). Por otro lado, el volumen de un perfil tubular sigue la fórmula inicial de la expresión 4.37, que se simplifica.

$$\mathrm{V}_i = \frac{\pi L_i \left[D_i^2 - (D_i - 2T_i)^2\right]}{4} = \frac{\pi L_i}{4}\left(D_i^2 - D_i^2 + 4D_iT_i - 4T_i^2\right) = \pi L_i\left(D_iT_i - T_i^2\right) \qquad (4.37)$$

A partir de todo lo anterior, se construye la función de estimación de costes de material (c_1), mediante una función por partes. Los elementos de la función de estimación de costes de material (ecuación 4.38) se expresan en la Tabla 4.3.

$$c_1 = \rho_{acero} \cdot \pi \cdot \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{tubos}}} L_i\left(D_iT_i - T_i^2\right) \cdot \begin{cases} \left(c_{\mathrm{ptn}}\right) & \text{si se cumple Ec. (4.36)} \\ \left(c_{\mathrm{ptn}}\right) & \text{si no se cumple Ec. (4.36)} \end{cases} \qquad (4.38)$$

De aquí en adelante, se considerarán las expresiones enmarcadas como la propuesta a utilizar en la estimación final de costes.

Tabla 4.3.- Parámetros de la función de coste de material.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
N_{tubos}	Número total de tubos	calc.[1)]	ud
L_i	Longitud del elemento tubular (pilotes)	Var. dis.[2)]	m
L_i	Longitud del elemento tubular (patas)	Ec. A.14	m
L_i	Longitud del elemento tubular (brazos)	Ec. A.18	m
D_i	Diámetro exterior del elemento tubular	Var. dis.[2)]	m
T_i	Espesor del elemento tubular	Var. dis.[2)]	m
ρ_{acero}	Densidad del acero	7850	kg/m^3
c_{ptn}	Coste de perfiles tubulares de acero normalizados	1,97	€/kg
c_{ptbd}	Coste de perfiles tubulares de acero bajo demanda.	2,37	€/kg

1) las variables asignadas con el valor "calc." se refiere a que calculadas a partir de los datos de entrada.
2) las variables asignadas con el valor "Var.dis." se refiere a que son variables que vienen dadas por los datos de las variables de diseño del jacket.

4.2.2. Función de costes de soldadura

La función de costes de soldadura se descompone en los tres componentes descritos en la ecuación 4.5: costes de mano de obra y maquinaria, de inspecciones visuales y de ensayos no destructivos.

4.2.2.1. Función de costes de mano de obra y maquinaria

Partiendo de la ecuación 4.9 de estimación de costes y aplicando la estimación de Faouzi et al. [197], el tiempo de soldadura se puede reescribir como el volumen de soldadura por un coeficiente (α) que expresa el tiempo por volumen de soldadura, de manera que:

$$c_{2,\mathrm{RS}} = V_{\mathrm{soldadura}}[\mathrm{m}^3] \cdot \alpha\ [\mathrm{h/m}^3] \cdot (c_{\mathrm{MO}}[€/\mathrm{h}] + c_{\mathrm{MA}}[€/\mathrm{h}]) \qquad (4.39)$$

Por otro lado, el coeficiente que expresa el tiempo por volumen de soldadura se puede calcular a partir de la tasa de deposición del material ($T_{\mathrm{deposición}}$) aportado por la soldadura y la densidad del material aportado (ρ_{aporte}):

$$\alpha\ [\mathrm{h/m}^3] = \frac{\rho_{\mathrm{aporte}}\ [\mathrm{kg/m}^3]}{T_{\mathrm{deposición}}[\mathrm{kg/h}]} \qquad (4.40)$$

Ambos parámetros dependen de las técnicas y recursos de soldadura que se empleen para las uniones. Para este caso, se estima una soldadura MIG/MAG con material de aporte AISI 316L. En la Tabla 4.4. se presentan los parámetros de soldadura, junto al cálculo del coeficiente α.

Tabla 4.4.- Parámetros de soldadura MIG/MAG (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos extraídos de [198]).

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$\rho_{\mathrm{AISI\ 316L}}$	Densidad del AISI 316L	8.000	kg/m^3
$T_{\mathrm{deposición}}$	Tasa de deposición del material	1,5	kg/h
α	Tiempo por volumen de soldadura	5.333,3	h/m^3

Por otro lado, el volumen de la soldadura se calcula adaptando la fórmula planteada por Häfele et al. [199] a las variables de diseño. Como establecen los autores, se estima que el espesor de raíz de soldadura (T_0) es de 3 mm y se supone que un ángulo de

soldadura de 45° a lo largo de toda la unión. De esta manera, se puede calcular el área de la sección transversal de la soldadura (ver Figura 4.3) y multiplicarse por la longitud de la soldadura. Como se presenta en la Figura 4.1 se pueden diferenciar uniones con una longitud igual al perímetro de un círculo, o igual al perímetro de la elipse proyectada, siendo esta una simplificación de lo expuesto en el estudio anteriormente nombrado.

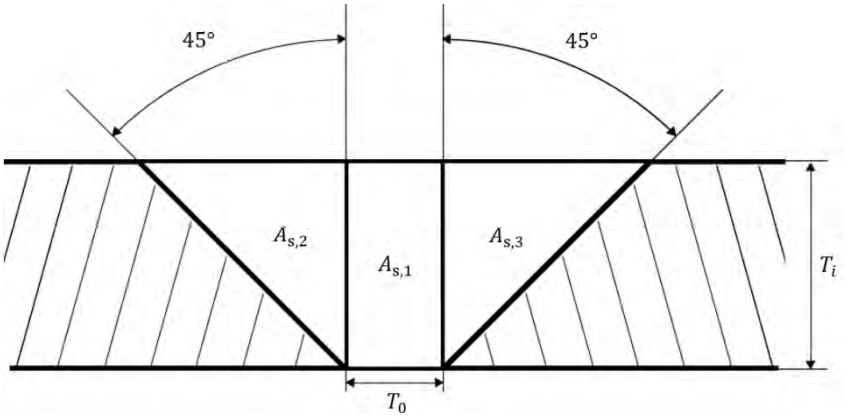

Figura 4.3.- Sección transversal de soldadura.

Por tanto, el área transversal de soldadura (A_s) se calcula a la siguiente ecuación.

$$A_s = A_{s,1} + A_{s,2} + A_{s,3} = 2 \cdot \left(\frac{T_i^2}{2}\right) + (T_i \cdot T_0) \tag{4.41}$$

La longitud de soldadura depende del tipo de soldadura. Por un lado, la longitud del cordón de soldadura de las uniones tipo X-X se calcula mediante la ecuación del perímetro de la circunferencia con diámetro, igual al diámetro exterior del tubo (D).

$$L_{s,X-X} = \pi \cdot D \tag{4.42}$$

Y la longitud de soldadura de uniones X-Y se calcula mediante la aproximación de la curva de la elipse proyectada, teniendo en cuenta el ángulo de intersección de los dos elementos tubulares (ψ).

$$L_{s,X-Y_i} = \pi \cdot D_{brazo_i} \cdot \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \sin^2(\psi)} + \frac{1}{2}} \tag{4.43}$$

Existen tres ángulos diferentes por cada nivel de arriostramiento. Pero al ser este caso de estudio de jackets de geometría de inclinación constante, los ángulos son los mismos en cada nivel de arriostramiento. Estos ángulos se calculan a partir de las geometrías que se presentan en la Figura 4.4.

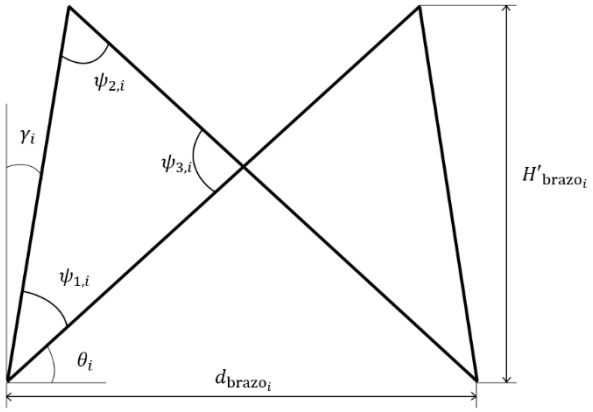

Figura 4.4.- Representación del arriostramiento en el plano.

Donde las geometrías se calculan a partir del ángulo de inclinación del arriostramiento respecto la horizontal (θ_i, ecuación 4.44), que es constante para todos los niveles. La inclinación de la pata respecto la vertical (γ_i, ecuación 4.45) que también es constante para cada arriostramiento y viene dado por el arco tangente de la diferencia de separación de la cima ($d_{\text{brazo}_{i+1}}$) menos la base (d_{brazo_i}) del nivel de arriostramiento entre la proyección de la altura del nivel sobre el plano inclinado compuesto por las dos patas (H'_{brazo_i}).

$$\theta_i = \text{arctg}\left(\frac{H'_{\text{brazo}_i}}{d_{\text{brazo}_i}}\right) \tag{4.44}$$

$$\gamma_i = \text{arctg}\left(\frac{1}{2} \cdot \frac{d_{\text{brazo}_{i+1}} - d_{\text{brazo}_i}}{H'_{\text{brazo}_i}}\right) \tag{4.45}$$

Los tres ángulos de inclinación de las uniones X-Y se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$\psi_{3,i} = 2 \cdot \theta \tag{4.46}$$

$$\psi_{1,i} = 90° - \theta_i - \gamma_i \tag{4.47}$$

$$\psi_{2,i} = 180° - \psi_{1,i} - \psi_{3,i} \tag{4.48}$$

Finalmente, la longitud total de soldadura de las uniones X-Y del nivel i se determina de la siguiente forma.

$$L_{\text{s,X-Y},i} = 2 \cdot \pi \cdot D_{brazo} \cdot \sum_{j=1}^{3} \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \sin^2(\psi_{j,i})} + \frac{1}{2}} \tag{4.49}$$

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se formula la función de estimación de costes de los recursos de soldadura ($c_{2,\mathrm{RS}}$), diferenciando las estrategias de ensamblaje. Los costes de los recursos de soldadura de la estrategia de ensamblaje A ($c_{2,\mathrm{RS,A}}$) siguen la expresión 4.50.

$$c_{2,\mathrm{RS,A}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \pi \cdot \alpha \cdot (c_{\mathrm{MO}} + c_{\mathrm{MA}}) \cdot \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{niveles}}} \left(n_{\mathrm{X-X,patas,A}} \cdot D_{\mathrm{pata}_i} \cdot A_{\mathrm{s,pata}_i}\right) + \left(n_{\mathrm{X-X,brazos,A}} \cdot D_{\mathrm{brazo}_i} \cdot A_{\mathrm{s,brazo}_i}\right) + \left[2 \cdot D_{\mathrm{brazo}_i} \cdot A_{\mathrm{s,brazo}_i} \cdot \sum_{j=1}^{3} \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \sin^2(\psi_{j,i})} + \frac{1}{2}}\right] \quad (4.50)$$

Por su lado, los costes de los recursos de soldadura de la estrategia de ensamblaje B ($c_{2,\mathrm{RS,B}}$) siguen la expresión 4.51.

$$c_{2,\mathrm{RS,B}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \pi \cdot \alpha \cdot (c_{\mathrm{MO}} + c_{\mathrm{MA}}) \cdot \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{niveles}}} \left(n_{\mathrm{X-X,patas,B}} \cdot D_{\mathrm{pata}_i} \cdot A_{\mathrm{s,pata}_i}\right) + \left[2 \cdot D_{\mathrm{brazo}_i} \cdot A_{\mathrm{s,brazo}_i} \cdot \sum_{j=1}^{3} \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \sin^2(\psi_{j,i})} + \frac{1}{2}}\right] \quad (4.51)$$

Los parámetros de este bloque de la función se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.5.- Parámetros de la función de costes de recursos de soldadura.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
A_{s}	Área de la sección del cordón de soldadura.	Ec. 4.41	m^2
α	Tiempo por volumen de soldadura	5.333,3	h/m^3
$n_{\mathrm{X-X,patas,A}}$	Número de uniones X-X de cada pata por cada nivel empleando la estrategia A de ensamblaje	2	Ud
$n_{\mathrm{X-X,brazos,A}}$	Número de uniones X-X de los brazos por de cada nivel y pata empleando la estrategia A	8	Ud
$n_{\mathrm{X-X,patas,B}}$	Número de uniones X-X de cada pata por cada nivel empleando la estrategia B de ensamblaje	1	Ud
$\psi_{1,i}$	Ángulo de interección de la soldadura 1	Ec. 4.46	º
$\psi_{2,i}$	Ángulo de interección de la soldadura 2	Ec. 4.47	º
$\psi_{3,i}$	Ángulo de interección de la soldadura 3	Ec. 4.48	º
c_{MO}	Coste de mano de obra de soldadores	23,41[1)]	€/h
c_{MA}	Coste de maquinaria auxiliar de soldadura	3,42[1)]	€/h

1) Obtenido a partir del Generador de Precios de la Construcción del CYPE [75].

4.2.2.2. Función de costes de las inspecciones visuales

Partiendo de la expresión 4.10, la función de coste asociado a las inspecciones visuales de las uniones soldadas se expresa mediante la multiplicación del número de soldaduras por el coste de la inspección visual de cada soldadura. En función del método de ensamblaje adoptado, la cantidad de soldaduras varía según las expresadas en las ecuaciones de la 4.13 a la 4.16. Por tanto, la función de estimación de costes de las inspecciones visuales ($c_{2,\mathrm{INV}}$) se diferencia entre la estrategia A y la estrategia B.

$$c_{2,\mathrm{INV,A}} = c_{\mathrm{INV}} \cdot n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,A}} \quad (4.52)$$

$$c_{2,\mathrm{INV,B}} = c_{\mathrm{INV}} \cdot n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,B}} \quad (4.53)$$

La descripción de los parámetros y el valor del coste unitario de las inspecciones visuales se puede consultar en la Tabla 4.6, donde el número de soldaduras totales por cada nivel de cada pata ($n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata}}$) se extrae de la Tabla 4.1.

Tabla 4.6.- Parámetros de la función de costes de la inspección visual (INV) de las uniones soldadas.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,A}}$	Número de uniones por cada nivel de cada pata empleando la estrategia A de ensamblaje	*16*	Ud
$n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,B}}$	Número de uniones por cada nivel de cada pata empleando la estrategia B de ensamblaje	*7*	Ud
c_{INV}	Coste de examen visual de cordón soldadura	11,42	€/Ud

4.2.2.3. Función de costes de los ensayos no destructivos

Partiendo de la ecuación 4.12, el número de soldaduras en las que se realizan los ensayos no destructivos, así como los métodos específicos a emplear, se obtienen a partir de la Tabla 2.11.

Al quedar fuera del ámbito de estudio de este TFG el valorar y clasificar las partes de las estructuras en cada categoría estructural planteada por la DNVGL-OS-C401 [78]. Se considera que todas las uniones soldadas contempladas en este estudio pertenecen a la Categoría I (Especial/Esencial), es decir, que afectan directamente la integridad del sistema, donde un fallo tiene consecuencias severas. Por tanto, siguiendo las indicaciones de la Tabla 2.5, se deben realizar un ensayo mediante partículas magnéticas al 100% de las soldaduras, un ensayo por radiografía al 100% de las soldaduras a tope (definidas en

este estudio como uniones X-X), y un ensayo de ultrasonido al 100% de soldaduras en cruz o en T de penetración total (uniones X-Y).

Teniendo en consideración lo comentado previamente, se reformula la expresión 4.12, discriminando nuevamente entre ensamblaje A y ensamblaje B. Desarrollando las ecuaciones en función de los parámetros del jacket, se obtiene la función de estimación de costes de los ensayos no destructivos ($c_{2,\mathrm{END}}$).

$$c_{2,\mathrm{END,A}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \left(c_{\mathrm{END,PM}} \cdot n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,A}} + c_{\mathrm{END,RD}} \cdot n_{\mathrm{X-X,nivel,pata,A}} + c_{\mathrm{END,UT}} \cdot n_{\mathrm{X-Y,nivel,pata,A}}\right) \quad (4.54)$$

$$c_{2,\mathrm{END,B}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot n_{\mathrm{niveles}} \cdot \left(c_{\mathrm{END,PM}} \cdot n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,B}} + c_{\mathrm{END,RD}} \cdot n_{\mathrm{X-X,nivel,pata,B}} + c_{\mathrm{END,UT}} \cdot n_{\mathrm{X-Y,nivel,pata,B}}\right) \quad (4.55)$$

Los valores de los parámetros considerados para este estudio, estimados según los resultados del estudio presentado en este documento, se presentan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7.- Parámetros de la función de costes de los ensayos no destructivos (END) de las uniones soldadas.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$c_{\mathrm{END,PM}}$	Coste de ensayo de cordón de soldadura mediante partículas magnéticas	38,74[1)]	€/Ud
$c_{\mathrm{END,RD}}$	Coste de ensayo de cordón de soldadura mediante radiografía	56,49[1)]	€/Ud
$c_{\mathrm{END,UT}}$	Coste de ensayo de cordón de soldadura mediante radiografía	38,74[1)]	€/Ud
$n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,}}$	Número de uniones por cada nivel de cada pata empleando la estrategia A de ensamblaje	*16*	Ud
$n_{\mathrm{X-X,nivel,pata,A}}$	Número de uniones X-X por cada nivel de cada pata de la estrategia A de ensamblaje	10	Ud
$n_{\mathrm{X-Y,nivel,pata,A}}$	Número de uniones X-Y por cada nivel de cada pata de la estrategia A de ensamblaje	6	Ud
$n_{\mathrm{soldaduras,nivel,pata,}}$	Número de uniones por cada nivel de cada pata empleando la estrategia B de ensamblaje	*7*	Ud
$n_{\mathrm{X-X,nivel,pata,B}}$	Número de uniones X-X por cada nivel de cada pata de la estrategia B de ensamblaje	1	Ud
$n_{\mathrm{X-Y,nivel,pata,B}}$	Número de uniones X-Y por cada nivel de cada pata de la estrategia B de ensamblaje	6	Ud

1) Calculado como la media de las dos fuentes de referencias consultadas.

4.2.3. Función de costes de la protección frente a la corrosión

4.2.3.1. Función de costes de preparación de la superficie

A partir de la ecuación 4.18, se obtiene la superficie total de la subestructura como la suma de las superficies parciales de los distintos elementos que la conforman (patas y brazos) y la superficie de la cimentación corresponde con la superficie de los pilotes enterrados:

$$c_{3,\mathrm{P}} = c_{\mathrm{p}} \cdot \left(S_{\mathrm{patas}} + S_{\mathrm{brazos}} + S_{\mathrm{pilote}}\right) \tag{4.56}$$

Desarrollando la expresión anterior, se detallan las superficies parciales en función de los parámetros de diseño, considerando además que las patas presentan una sección variable para cada nivel de arriostramiento.

$$c_{3,\mathrm{P}} = c_{\mathrm{P}} \cdot \pi \cdot n_{\mathrm{patas}} \cdot \left(D_{\mathrm{pilote}} \cdot L_{\mathrm{pilote}} + \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{niveles}}} D_{\mathrm{pata}_i} \cdot L_{\mathrm{pata}_i} + 2 \cdot \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{niveles}}} D_{\mathrm{brazo}_i} \cdot L_{\mathrm{brazo}_i} \right) \tag{4.57}$$

En la Tabla 4.8 se presentan los parámetros de la función de estimación de costes de la preparación de la superficie.

Tabla 4.8.- Parámetros de la función de costes de la preparación de la superficie.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
n_{patas}	Número de patas de la estructura	Var. dis.[1)]	Ud
n_{niveles}	Número de niveles de arriostramientos	Var. dis. [1)]	Ud
D_{pilote}	Diámetro de los pilotes	Var. dis. [1)]	mm
L_{pilote}	Longitud de los pilotes	Var. dis. [1)]	m
D_{pata_i}	Diámetro de la sección de la pata	Var. dis. [1)]	mm
L_{pata_i}	Longitud de la sección de la pata	Ec. A.14	m
D_{brazo_i}	Diámetro del arriostramiento de nivel i	Var. dis. [1)]	mm
L_{brazo_i}	Longitud del arriostramiento de nivel i	Ec. A.18	m
c_{p}	Coste de preparación de la superficie	14,26	€/m^2

1) las variables asignadas con el valor "Var. dis." se refiere a que son variables de diseño del jacket.

4.2.3.2. Función de costes del recubrimiento

Como resumen de lo expuesto en el apartado 2.1.5, las técnicas de protección frente a la corrosión se descomponen según las zonas de imprimación, distinguiéndose principalmente tres, que se presentan en la Figura 4.5.

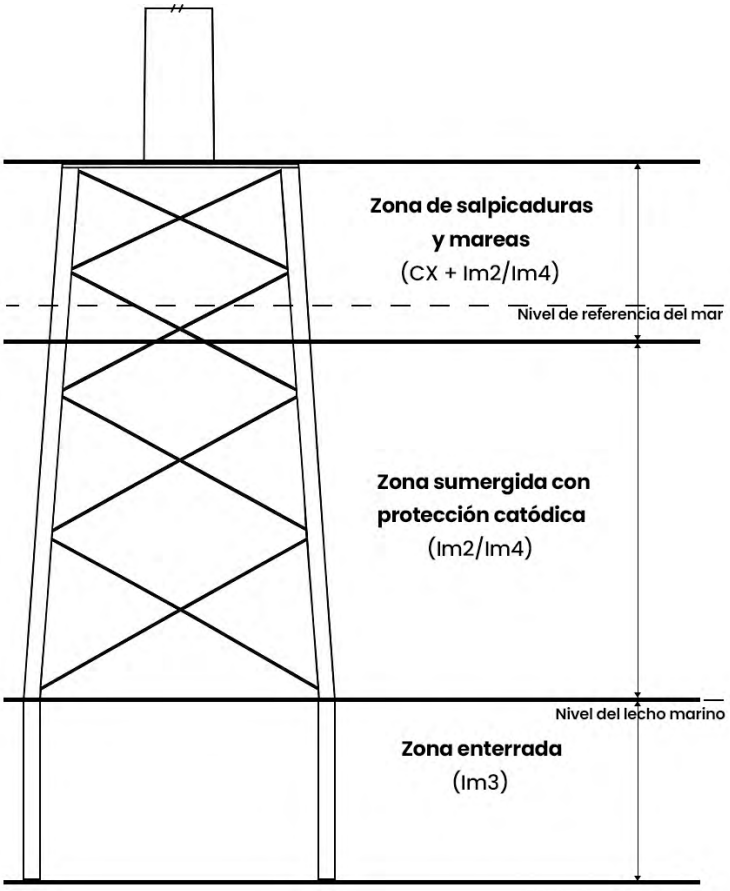

Figura 4.5.- Zonas de imprimación de la estructura tipo jacket.

Las técnicas que se deben desarrollar en cada zona se expresan en la Tabla 2.11. Por tanto, se descompone la expresión 4.19 para cada zona de la estructura.

$$c_{3,\mathrm{R}} = S_{\mathrm{CX+Im2/Im4}} \cdot \left(c_{\mathrm{ep}} + c_{\mathrm{pol}}\right) + S_{\mathrm{Im2/Im4}} \cdot \left(c_{\mathrm{ep}}\right) + S_{\mathrm{Im3}} \cdot \left(c_{\mathrm{ep}}\right) \quad (4.58)$$

El cálculo del límite de la zona de salpicadura y mareas viene definida por la DNV-GL-OS-C201 [200], que se calcula mediante la siguiente expresión.

$$h_{\mathrm{ZS}} = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 \quad (4.59)$$

Donde:

L_1: 40% del 1/3 de la altura de ola con una probabilidad anual de ser excedida del 1%.

L_2: Nivel más bajo de marea astronómica (LAT).

L_3: Rango del calado de operación, en esto caso, no se aplica.

L_4: Movimiento de la estructura, en esto caso, no se aplica.

Para el cálculo de las zonas de salpicadura y sumergida (que dependen exclusivamente de las geometrías de las patas y los brazos) se parte de los parámetros de la Figura 4.6.

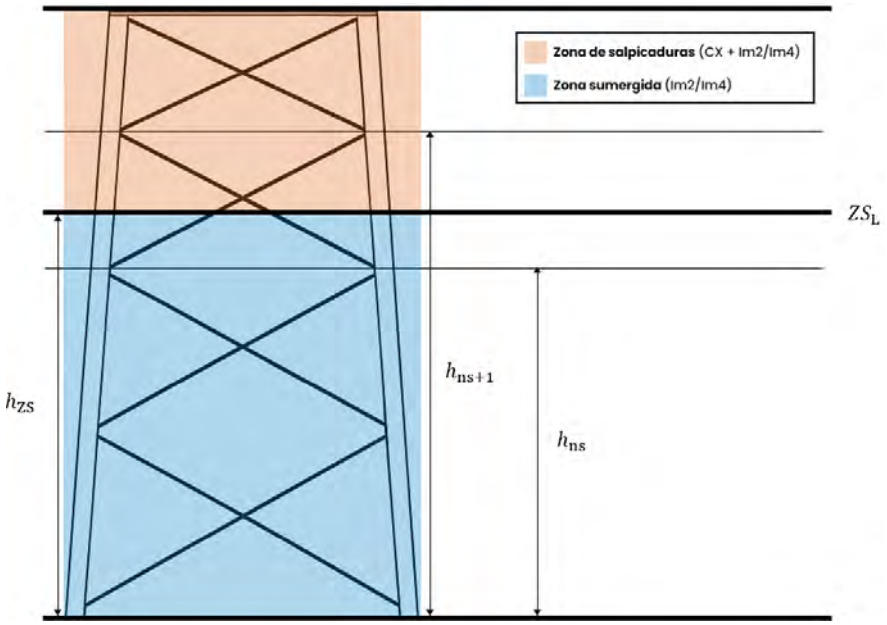

Figura 4.6.- Zonas de salpicadura y sumergida.

Por otro lado, la zona de salpicaduras y mareas ($s_{\mathrm{CX+Im2/Im4}}$), se expresa como la suma de las superficies de los niveles que están por encima del nivel de salpicadura (desde $n_s + 2$ hasta n_{niveles}) más el tanto por ciento de la superficie del nivel de salpicadura que está por encima del límite de la zona de salpicadura.

$$s_{\mathrm{CX+Im2/Im4}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot \left[\sum_{i=n_s+2}^{n_{\mathrm{niveles}}} S_{\mathrm{nivel}_i} + \left(\frac{h_{ns+1} - h_{zs}}{h_{ns+1} - h_{ns}} \right) \cdot S_{\mathrm{nivel}_{n_s+1}} \right] \qquad (4.60)$$

Por otro lado, la superficie de la sumergida ($S_{\mathrm{Im2/Im4}}$) se reescribe como la sumatoria de los niveles completamente sumergidos (n_s) más la proporción del nivel situado en la zona de salpicaduras ($n_s + 1$) que viene dada por uno menos el cociente de la diferencia entre la altura del nivel menos la altura del límite de la zona de salpicadura ($h_{ns+1} - h_{zs}$) entre la altura individual del nivel ($h_{ns+1} - h_{ns}$).

$$S_{\mathrm{Im2/Im4}} = n_{\mathrm{patas}} \cdot \left[\sum_{i=1}^{n_s} S_{\mathrm{nivel}_i} + \left(1 - \frac{h_{ns+1} - h_{zs}}{h_{ns+1} - h_{ns}} \right) \cdot S_{\mathrm{nivel}_{n_s+1}} \right] \qquad (4.61)$$

Donde:

$$S_{\text{nivel}_i} = \pi \cdot \left[\left(2 \cdot D_{\text{brazo}_i} \cdot L_{\text{brazo}_i}\right) + \left(D_{\text{pata}_i} \cdot L_{\text{pata}_i}\right)\right] \tag{4.62}$$

y

$$h_n = \sum_{i=1}^{n} H'_{\text{brazo}_i} \cdot \cos(\gamma_i) \tag{4.63}$$

Siendo:

h_n: La altura del borde superior de n niveles desde el lecho marino.

H'_{brazo_i}: La altura proyectada individual del nivel i.

γ_i: Ángulo de inclinación del nivel i (constante para toda la estructura).

Por último, la zona enterrada, al depender solamente por la superficie de los pilotes, se puede sustituir por la superficie de los perfiles tubulares de los pilotes, de esta manera.

$$S_{\text{Im3}} = S_{\text{pilotes}} = \pi \cdot n_{\text{patas}} \cdot D_{\text{pilotes}} \cdot L_{\text{pilotes}} \tag{4.64}$$

Respecto a los costes unitarios, al tener los costes para capas de 100 micras, el coste de imprimación de la técnica i en la zona j se reescribe de la siguiente forma.

$$c_j[€/\text{m}^2] = c_{j,100}[€/\text{m}^2 \cdot 100\mu\text{m}] \cdot \frac{ENPS_{i,j}[\mu\text{m}]}{100} \tag{4.65}$$

Donde $ENPS_{i,j}$es el espesor nominal de película seca para cada técnica de imprimación j según la zona de aplicación i, detallado en la Tabla 2.11.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se reformula la ecuación 4.23 y se obtiene la función de estimación de costes del recubrimiento anticorrosivo ($c_{3,\text{R}}$).

$$\begin{aligned} c_{3,\text{R}} = n_{\text{patas}} \cdot \Bigg\{ & \left[\sum_{i=n_s+2}^{n_{\text{niveles}}} S_{\text{nivel}_i} + \left(\frac{h_{ns+1} - h_{\text{zs}}}{h_{ns+1} - h_{ns}}\right) \cdot S_{\text{nivel}_{n_s+1}}\right] \\ & \cdot \left(c_{\text{ep},100} \frac{ENPS_{\text{ep,CX+Im}}}{100} + c_{\text{pol},100} \frac{ENPS_{\text{pol,CX+Im}}}{100}\right) \\ & + \left[\sum_{i=1}^{n_s} S_{\text{nivel}_i} + \left(1 - \frac{h_{ns+1} - h_{\text{zs}}}{h_{ns+1} - h_{ns}}\right) \cdot S_{\text{nivel}_{n_s+1}}\right] \\ & \cdot c_{\text{ep},100} \frac{ENPS_{\text{ep},\frac{\text{Im2}}{\text{Im4}}}}{100} \quad + S_{\text{pilotes}} \cdot c_{\text{ep},100} \frac{ENPS_{\text{ep,Im3}}}{100} \Bigg\} \end{aligned} \tag{4.66}$$

Los parámetros de la función de estimación de costes de recubrimiento se exponen en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9.- Parámetros de la función de costes de recubrimiento.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
n_{s}	Número de niveles sumergidos completamente	calc.[1)]	Ud
S_{nivel_i}	Superficie del nivel i completamente sumergido o expuesto al aire	Ec. 4.62	m^2
$S_{\mathrm{nivel}_{n_{\mathrm{s}}+1}}$	Superficie del nivel $n_{\mathrm{s}}+1$ parcialmente sumergido (caso $i = n_{\mathrm{s}}+1$)	Ec. 4.62	m^2
h_{ns+1}	Altura del borde superior del nivel parcialmente sumergido (caso $n = n_{\mathrm{s}}+1$)	Ec. 4.63	m
h_{zs}	Altura del borde limite de zona de salpicadura	Ec. 4.59	m
h_{ns}	Altura del borde superior del último nivel totalmente sumergido (caso $n = n_{\mathrm{s}}$)	Ec. 4.63	m
$ENPS_{\mathrm{ep,CX+Im}}$	Espesor de la imprimación epóxica en la zona de salpicadura y mareas	450	µm
$ENPS_{\mathrm{pol,CX+Im}}$	Espesor de la imprimación de poliuretano alifático en la zona de salpicadura y mareas	60	µm
$ENPS_{\mathrm{ep,Im2/Im4}}$	Espesor de la imprimación epóxica en la zona sumergida con protección catódica	450	µm
$ENPS_{\mathrm{ep,Im3}}$	Espesor de la imprimación epóxica en la zona enterrada	800	µm
c_{ep}	Coste de imprimación de 100µm de pintura epóxica	23,10	€/m^2
c_{pol}	Coste de imprimación de 100µm de pintura de poliuretano alifático	12,02	€/m^2

1) las variables asignadas con el valor "calc." se refiere a que son variables calculadas en el programa.

4.2.3.3. Función de costes de la protección catódica

Partiendo de la ecuación 4.23, primeramente, se desarrolla la masa necesaria de la protección catódica según la DNV-RP-B401 [97], sustituyendo la ecuación 2.1 en la 2.2:

$$m_{\mathrm{CP}} = \frac{8760 \cdot \left(S_{\mathrm{Im2/Im4}} \cdot i_{\mathrm{d}}\right) \cdot t_{\mathrm{f}}}{u \cdot E} \qquad (4.67)$$

El número de ánodos viene dado por el cociente de la masa de protección catódica necesaria partida de la masa del ánodo seleccionado (explicado en el apartado 2.1.5.6), redondeando hacia el numero entero superior para que no falte masa protectora que, matemáticamente, se expresa de la forma:

$$n_{\mathrm{an}}[\mathrm{kg}] = \left\lceil \frac{m_{\mathrm{CP}}}{m_{\mathrm{an}}} \right\rceil \tag{4.68}$$

Sustituyendo lo anterior en la ecuación 4.23, y sustituyendo la superficie sumergida ($S_{\mathrm{Im2/Im4}}$) por la expresión 4.61, se obtiene la función de estimación de costes de la protección catódica ($c_{3,\mathrm{PC}}$).

$$c_{3,\mathrm{PC}} = c_{\mathrm{an}} \cdot \left\lceil \frac{8760 \cdot n_{\mathrm{patas}} \cdot \left[\sum_{i=1}^{n_s} S_{\mathrm{nivel}_i} + \left(1 - \frac{h_{\mathrm{ns+1}} - h_{\mathrm{zs}}}{h_{\mathrm{ns+1}} - h_{ns}}\right) \cdot S_{\mathrm{nivel}_{ns+1}} \right] \cdot i_{\mathrm{d}} \cdot t_{\mathrm{f}}}{u \cdot E \cdot m_{\mathrm{an}}} \right\rceil \cdot m_{\mathrm{an}} \tag{4.69}$$

Donde, los parámetros toman los valores que se presentan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10.- Parámetros para el cálculo de la protección catódica.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
c_{an}	Coste por kilogramo de protección catódica	5	€/kg
n_{s}	Número de niveles sumergidos completamente	calc.[1)]	Ud
S_{nivel_i}	Superficie del nivel i completamente sumergido o expuesto al aire	Ec. 4.62	m^2
$S_{\mathrm{nivel}_{n_s+1}}$	Superficie del nivel $n_{\mathrm{s}}+1$ parcialmente sumergido (caso $i = n_{\mathrm{s}}+1$)	Ec. 4.62	m^2
h_{ns+1}	Altura del borde superior del nivel parcialmente sumergido (caso $n = n_{\mathrm{s}}+1$)	Ec. 4.63	m
h_{zs}	Altura del borde limite de zona de salpicadura	Ec. 4.59	m
h_{ns}	Altura del borde superior del último nivel totalmente sumergido (caso $n = n_{\mathrm{s}}$)	Ec. 4.63	m
u	Factor de utilización	0,85	-
i_{d}	Intensidad de corriente media recomendada	0,070	A
t_{f}	Vida útil de la estructura	50	años
E	Capacidad electroquímica de diseño	2.000	Ah/kg
m_{an}	Masa del ánodo de sacrificio	294	kg/Ud

1) las variables asignadas con el valor "calc." se refiere a que son variables calculadas en el programa.

4.2.4. Función de costes de ensamblaje

Como se comenta, debido a la complejidad de cuantificar y determinar los costes de los procesos involucrados en el ensamblaje de las estructuras de soporte tipo jacket, la función de estimación de costes de ensamblaje (c_4) se formula a partir de los costes de material, soldaduras y protección contra la corrosión. Así mismo, se proponen dos funciones, cada una correspondiente a una estrategia de ensamblaje específica.

$$c_4 = \lambda_{\mathrm{A}} \cdot (c_1 + c_{2,\mathrm{RS,A}} + c_{2,\mathrm{INV,A}} + c_{2,\mathrm{END,A}} + c_{3,\mathrm{P}} + c_{3,\mathrm{R}} + c_{3,\mathrm{PC}}) \quad (4.70)$$

$$c_4 = \lambda_{B} \cdot (c_1 + c_{2,\mathrm{RS,B}} + c_{2,\mathrm{INV,B}} + c_{2,\mathrm{END,B}} + c_{3,\mathrm{P}} + c_{3,\mathrm{R}} + c_{3,\mathrm{PC}}) \quad (4.71)$$

Donde el factor ponderado depende directamente de la estrategia de ensamblaje que se ejecute, descritas en la Tabla 2.10 del apartado 2.1.4.6, que toma valores de la Tabla 4.11.

Tabla 4.11.- Parámetros de los costes de ensamblaje.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
λ_{A}	Factor ponderado de costes de la estrategia de ensamblaje A	1,128	-
λ_{B}	Factor ponderado de costes de la estrategia de ensamblaje B	0,750	-
c_1	Costes de material.	Ec. 4.38	€
$c_{2,\mathrm{RS,A}}$	Costes de recursos de soldadura de la estrategia de ensamblaje A	Ec. 4.50	€
$c_{2,\mathrm{INV,A}}$	Costes de inspeccion visual de soldaduras de la estrategia de ensamblaje A	Ec. 4.52	€
$c_{2,\mathrm{END,A}}$	Costes de ensayos no destructivos de uniones soldadas de la estrategia de ensamblaje A	Ec. 4.54	€
$c_{2,\mathrm{RS,B}}$	Costes de recursos de soldadura de la estrategia de ensamblaje B	Ec. 4.51	€
$c_{2,\mathrm{INV,B}}$	Costes de inspeccion visual de soldaduras de la estrategia de ensamblaje B	Ec. 4.53	€
$c_{2,\mathrm{END,B}}$	Costes de ensayos no destructivos de uniones soldadas de la estrategia de ensamblaje B	Ec. 4.55	€
$c_{3,\mathrm{P}}$	Costes de preparación de la superficie	Ec. 4.57	€
$c_{3,\mathrm{R}}$	Costes de recubrimiento anticorrosivo	Ec. 4.66	€
$c_{3,\mathrm{PC}}$	Costes de protección catódica	Ec. 4.69	€

4.2.5. Función de costes de transporte

Los costes de movilización de la embarcación dependen de la ubicación del puerto base del parque eólico (costes que serían los mismos independientemente del diseño de la estructura). Por otro lado, como se comenta anteriormente, se omiten los costes de movilización de la embarcación, es decir, los costes de traslado de la embarcación requerida desde su ubicación anterior al puerto base de operaciones del parque eólico.

Por otro lado, al analizar los costes transporte e instalación de una estructura, según las características del parque eólico (número de estructuras a instalar, condiciones del mar, distancia a recorrer) se pueden considerar diferentes estrategias de transporte e instalación diferentes, que ocasionarían que la expresión de la función de estimación de costes de transporte varíe, adaptándose a cada estrategia (principalmente el número de embarcaciones que transportan las estructuras).

Para la estrategia de instalación "a" (descrita en el apartado 3.2.1), el tiempo total de transporte se puede expresar como la distancia del recorrido ($d_{\text{puerto,parque}}$) desde el puerto base hasta el emplazamiento final dividida por la velocidad de tránsito la embarcación ($v_{\text{media,embarcación}}$).

$$t_{\text{transporte}} = 2 \cdot \frac{d_{\text{puerto,parque}}}{v_{\text{media,embarcación}}} \tag{4.72}$$

Al depender de las características del parque eólico marino, los costes de transportes no se tienen en cuenta en este estudio, que se centra en las características dimensionales de la estructura de soporte exclusivamente. No obstante, la función de estimación de costes de transportes se plantea mediante la siguiente expresión.

$$c_5 = c_{\text{movilización}} + c_{\text{diario,emb}} \cdot \left(2 \cdot \frac{d_{\text{puerto,parque}}}{v_{\text{media,embarcación}}}\right) \tag{4.73}$$

4.2.6. Función de costes de instalación

Partiendo de la ecuación 4.31, el tiempo total de instalación se puede descomponer en el sumatorio de tiempos empleado para cada una de las operaciones realizadas durante la misma ($t_{\text{instalación},i}$), detalladas en la Tabla 4.12 de este documento. Para simplificar las expresiones, se considera un tiempo fijo, independiente de la geometría del jacket, y un tiempo variable, que depende proporcionalmente del número de patas.

$$t_{\text{instalación}} = \sum t_{\text{instalación},i} = t_{\text{instalación,fijo}} + t_{\text{instalación,variable}} \cdot n_{\text{patas}} \quad (4.74)$$

El tiempo fijo y variable se expresan en las ecuaciones 4.75 y 4.76, respectivamente.

$$t_{\text{instalación,fijo}} = t_{\text{carga,jacket}} + t_{\text{instalacion,plantilla}} + t_{\text{desmontar,plantilla}} + t_{\text{instalacion,jacket}} + t_{\text{grout}} \quad (4.75)$$

$$t_{\text{instalación,variable}} = t_{\text{carga,pilote}} + t_{\text{instalacion,pilote}} + t_{\text{hincado,pilote}} \quad (4.76)$$

En la Tabla 4.12 se presentan estimaciones de las duraciones de las operaciones más relevantes realizadas durante la instalación de estas subestructuras prepilotadas. En el caso de la operación de carga, se asigna un valor general, ya que según [201] no varía significativamente entre componentes.

Tabla 4.12.- Tiempos de operación de instalación de la estructura. (Fuente: [201])

Parámetro	Operación	Duración (en horas)
t_{carga}	Carga de un componente	2-3
$t_{\text{instalacion,plantilla}}$	Instalación de la plantilla de pilotes	4
$t_{\text{instalacion,pilote}}$	Instalación de un pilote	3
$t_{\text{hincado,pilote}}$	Hincado un pilote	1,5
$t_{\text{desmontar,plantilla}}$	Desmontar la plantilla de pilotes	4
$t_{\text{instalacion,jacket}}$	Instalar la estructura tipo jacket	6
t_{grout}	Inyectar *grout* en el jacket	8

Por otro lado, el factor de corrección meteorológica, que tiene relación con el estado del mar de la zonas de instalación de la estructura, se define según Yánez [202] en la Tabla 4.13:

Tabla 4.13.- Factor de corrección meteorológica. (Fuente: [202])

Descripción	Valor
Mar en calma	1
Mar algo revuelto	1,2
Mar muy revuelto (tormenta)	1,5

Finalmente, se desarrolla la función de estimación de costes de instalación (c_6).

$$c_6 = f_{\text{corrección}} \cdot \left[c_{\text{diario,emb}} \cdot \frac{\left(t_{\text{instalación,fijo}} + t_{\text{instalación,variable}} \cdot n_{\text{patas}} \right)}{24} \right] \quad (4.77)$$

En definitiva, los valores de los parámetros de la función de estimación de costes se presentan en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14.- Parámetros de la función de estimación de costes.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
$f_{\text{corrección}}$	Factor de corrección meteorológico	1,2	-
$c_{\text{diario,emb}}$	Coste diario de una embarcación tipo buque de carga autoelevable	162.500[1)]	€/día
$t_{\text{instalación,fijo}}$	Tiempo de instalación independiente de las caracteristicas de la estructura	Ec. 4.75	h
$t_{\text{instalación,variable}}$	Tiempo de instalación dependientes de las caracteristicas de la estructura	Ec. 4.76	h

1) calculado como el valor medio del intervalo del coste según la Tabla 3.2..

CAPÍTULO V
CASO DE APLICACIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo se desarrolla un caso de estudio empleado para aplicar la función de estimación de costes desarrollada en este trabajo. El propósito principal es analizar cómo inciden diversas variables geométricas de diseño sobre el coste total de estructuras de soporte tipo jacket destinadas a aerogeneradores marinos. Por último, se analizará si las estructuras más eficientes en términos de masa lo son (o no) en términos de costes.

5.1. Definición del caso de estudio

El análisis se basa en datos obtenidos a partir de un proceso de optimización de masa, llevado a cabo por Quevedo et al. [203], el cual generó un conjunto de soluciones que cumplen con los requisitos técnicos y estructurales exigidos, respetando las normativas y estándares recomendados. Dichas soluciones sirven como referencia para aplicar las funciones de estimación de costes formuladas previamente en el Capítulo IV, permitiendo evaluar el coste asociado a distintas configuraciones geométricas.

Este caso de estudio tiene como principal objetivo identificar posibles patrones de sensibilidad entre las variables de diseño y el coste final de las estructuras. La información obtenida es útil para apoyar decisiones tempranas de diseño de este tipo de estructuras, permitiendo anticipar el comportamiento económico de diferentes soluciones y optimizar así el proceso de prediseño.

5.1.1. Variables de diseño

Es fundamental definir un conjunto de variables geométricas que permiten caracterizar la configuración estructural de un diseño de una estructura de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos.

En los parámetros principales del jacket, que definen su estructura primitiva, se incluye la altura de la estructura tipo jacket (H_{jck}). También, se asume que todos los pilotes son iguales, tanto en forma como en tamaño, que se definen por su longitud (L_{pilote}), diámetro exterior (D_{pilote}) y espesor (T_{pilote}). La geometría de la base y la parte superior de la jacket está definida por las separaciones entre patas, representadas por las variables (d_{base}) y (d_{cima}), respectivamente. Estas distancias influyen directamente en la forma del tronco de pirámide que caracteriza a estas estructuras (ver Figura 5.1).

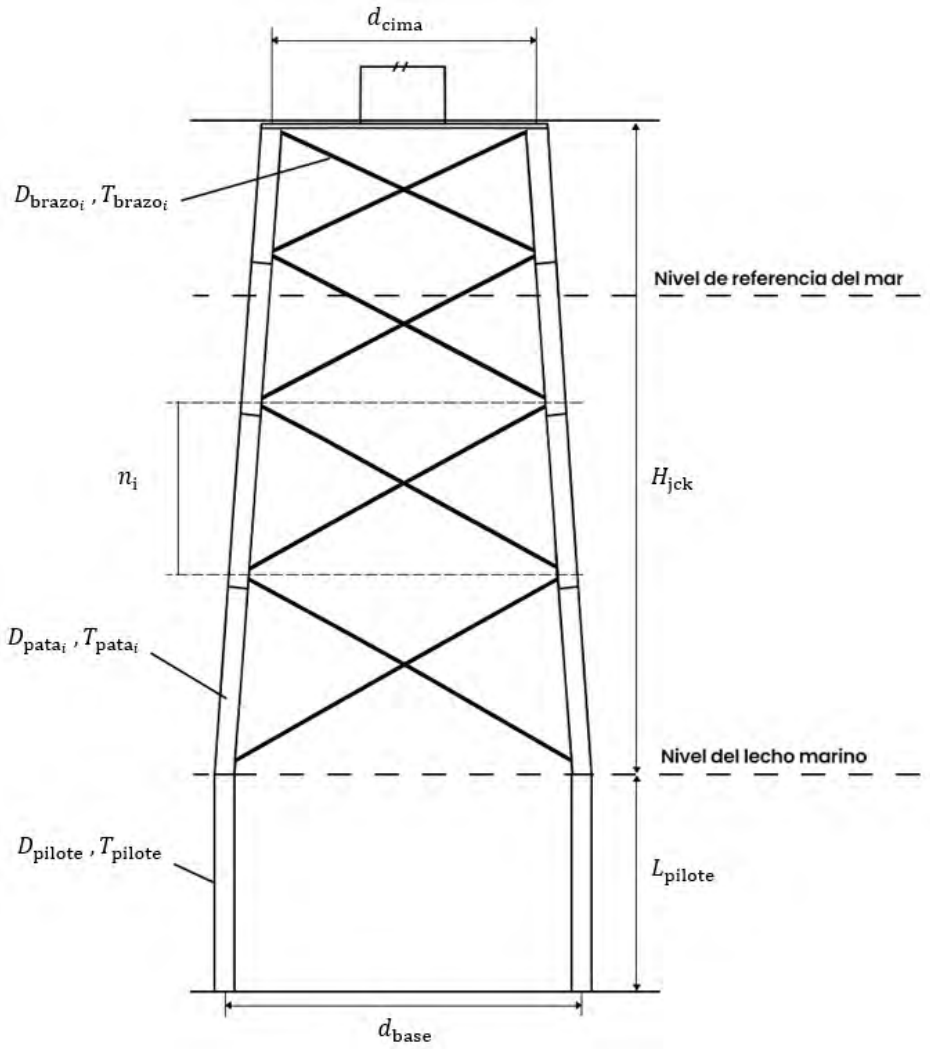

Figura 5.1.- Parámetros generales de la estructura de soporte tipo jacket.

También se definen las variables discretas entre las que se encuentra el número de patas de la estructura (n_{patas}), considerándose tres configuraciones posibles: tres patas (Figura 5.2 izquierda), cuatro patas (Figura 5.2 centro) y cinco patas (Figura 5.2 derecha).

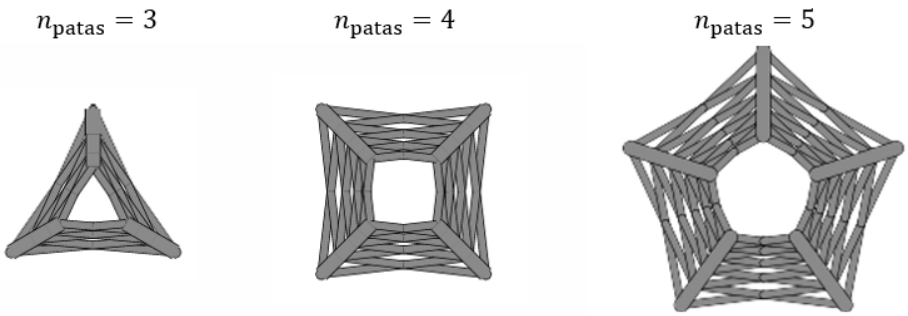

Figura 5.2.- Configuraciones del jacket según el número de patas. (Fuente: Adaptado de [203])

Por otro lado, también se define el número de niveles de arriostramiento o brazos (n_{niveles}), considerándose configuraciones con mínimo dos nieles de arriostramiento (brazos) y máximo diez niveles de arriostramientos (ver Figura 5.3).

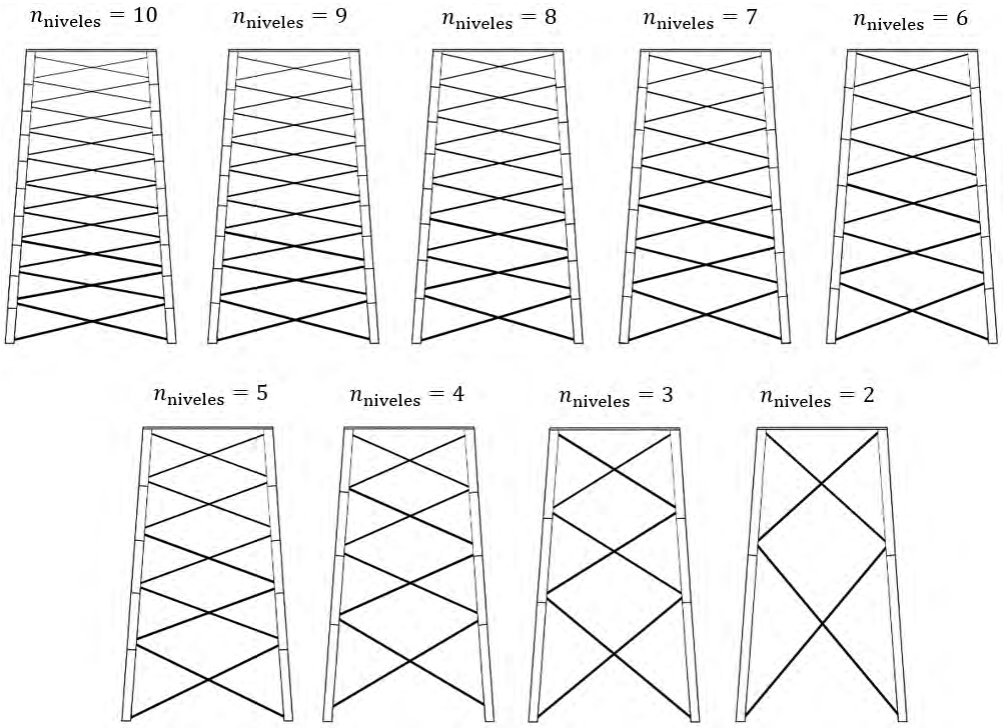

Figura 5.3.- Configuraciones del jacket según el número de niveles.

Para las patas, se considera que tienen sección variable, por lo que cada nivel de arriostramiento (i) presenta su diámetro (D_{pata_i}) y espesor (T_{pata_i}). Por su parte, se considera que todos los elementos de arriostramiento tienen la misma inclinación. Además, dentro de cada nivel de arriostramiento, se supone que todos los elementos tienen la misma sección transversal, es decir, mismo diámetro (D_{brazo_i}) y espesor (T_{brazo_i}).

Por tanto, las variables de diseño que se tienen en consideración para estimar los de costes se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1.- Variables de diseño.

Parámetro	Descripción	Unidad
H_{jck}	Altura del jacket	m
n_{patas}	Número de patas	ud
n_{niveles}	Número de niveles de arriostramientos	ud
d_{base}	Separación de las patas en la base	m
d_{cima}	Separación de las patas en la base	m
D_{pilote}	Diámetro de los pilotes	m
T_{pilote}	Espesor de los pilotes	m
L_{pilote}	Longitud de los pilotes	m
D_{pata_i}	Diámetro de la sección de la pata del nivel i	m
T_{pata_i}	Espesor de la sección de la pata del nivel i	m
D_{brazo_i}	Diámetro del arriostramiento (brazo) del nivel i	m
T_{brazo_i}	Espesor del arriostramiento (brazo) del nivel i	m

5.2. Implementación en MATLAB

Para la implementación y ejecución de la función de estimación de costes se han desarrollado dos programas en Matlab. El primero de ellos permite configurar los parámetros constantes necesarias para cada una de las funciones de las estimaciones de costes, como los indicados en la Tabla 4.4 y Tabla 4.7. El segundo programa calcula los costes asociados a un conjunto de jackets, cuyas variables de diseños se encuentran en un archivo externo.

5.2.1. Configuración de las constantes de la estimación de costes

Este programa generará un archivo, llamado "data.mat", con todas las constantes necesarias en el proceso de estimación de costes. En el ANEXO B.1 se recoge el código fuente de este programa, el cual se encuentra dividido en tres bloques.

El primer bloque, analiza los perfiles tubulares normalizados y calcula la interpolación por aproximación a partir de los diámetros y espesores máximos y mínimos nominales para cada diámetro (extraídos de la Tabla 2.3), obteniendo como resultado dos vectores para cada espesor (uno para máximo y otro para mínimo).

En el segundo bloque, se definen el número de soldaduras por tipo de unión y por cada una de las estrategias de construcción implementadas.

El tercer bloque, se asignan los valores para cada uno de los parámetros constantes, se configura el fichero de datos y se genera el fichero "data.mat".

5.2.2. Evaluación de la función de estimación de costes

5.2.2.1. Ficheros de entrada

Este programa utiliza dos ficheros externos con datos de entrada. Uno de ellos es el obtenido como resultado de la ejecución del código expuesto en el anterior apartado, con las constantes necesarias para evaluar las funciones de estimación de costes.

Por otro lado, el segundo fichero contiene las variables de diseño para el conjunto de jackets a evaluar. Para este segundo archivo, se han utilizado los resultados generados en el estudio de Quevedo et al. [203], que incluye el diseño de 135 configuraciones distintas (5 diseños para cada combinación de número de niveles y número de patas).

5.2.2.2. Cálculo de la estimación de costes

El procedimiento de la estimación de costes parte de una geometría ya definida para cada configuración de jacket, donde los parámetros iniciales (variables de diseño) que deben definirse se incluyen la Tabla 5.1. Una vez establecida la geometría básica, se procede al proceso de cálculo de los parámetros geométricos derivados de las variables de diseño. En esta etapa se determinan las longitudes de cada sección que compone la estructura, tanto para las patas como para los arriostramientos (brazos), y se calculan los ángulos de inclinación, respetando la condición de inclinación constante. Los cálculos seguidos se detallan en el ANEXO A.

Una vez establecidas la geometría de la estructura, se procede al cálculo de los costes de cada una de las partidas a partir de las expresiones de función de estimación de costes propuestas en el capítulo anterior.

La ejecución de este programa (cuyo código fuente se puede consultar en el ANEXO B.2) genera dos tablas de resultados donde se recoge la masa total de la estructura, los costes parciales y total de la estructura (en base a cada estrategia de fabricación); y gráficas para visualizar el comportamiento del coste total según las diferentes configuraciones.

En la Figura 5.4 se presenta un diagrama de bloques simplificado que resume la implementación del caso de aplicación en MATLAB.

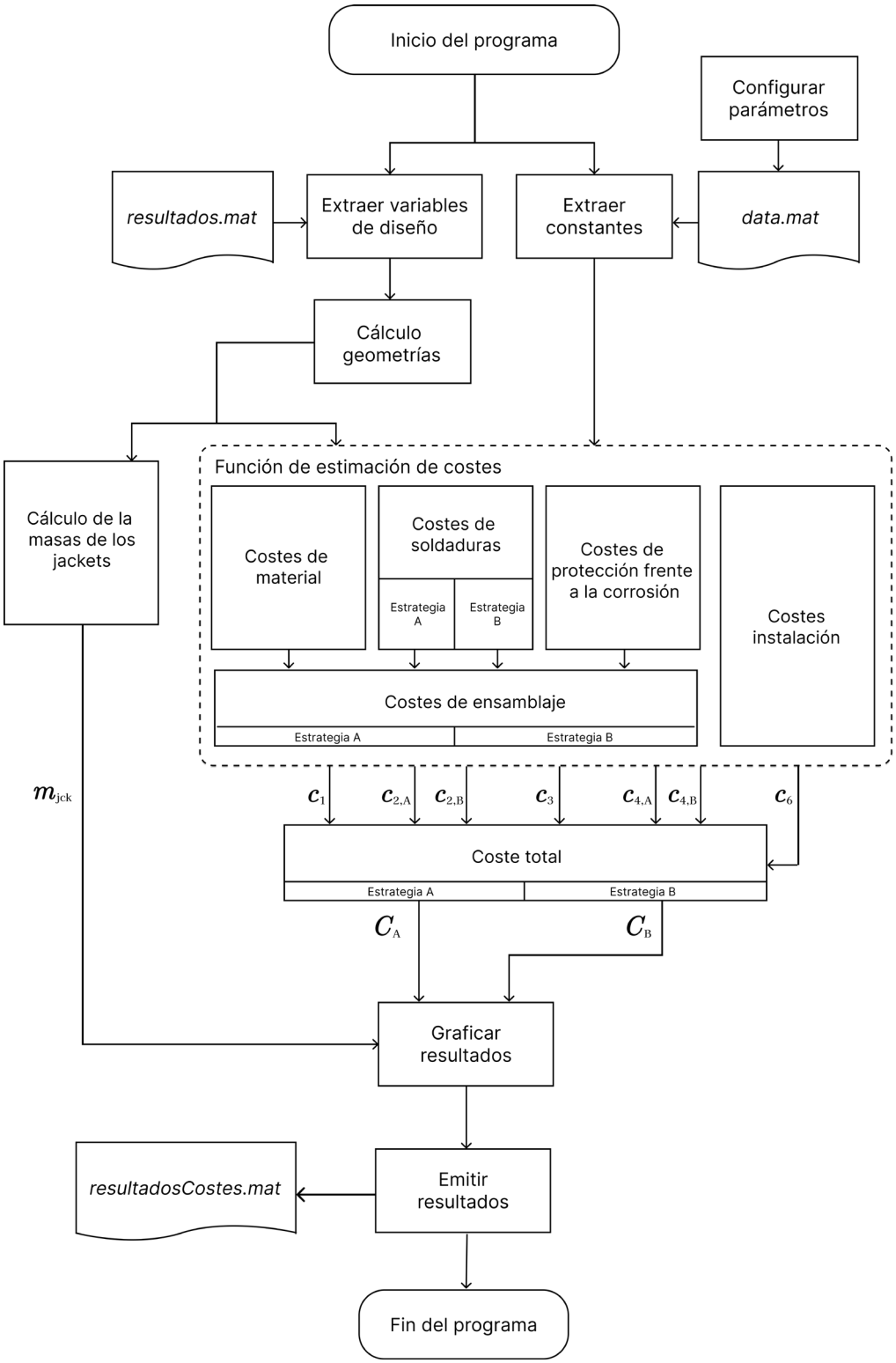

Figura 5.4.- Diagrama de flujo de la implementación en MATLAB.

5.3. Resultados del caso de aplicación

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir de este modelo de estimación de costes aplicado a los 135 diseños con distintas configuraciones número de patas y niveles de arrostramientos prediseñados por Quevedo et al. [203].

5.3.1. Configuración estructural frente a la masa del jacket

La Figura 5.5 muestra la relación entre las configuraciones estructurales (definidas por el número de patas y el número de niveles de arriostramientos o brazos) y la masa resultante del jacket. Este análisis permite verificar que el cálculo geométrico de las estructuras se ha realizado correctamente, ya que se comparan los resultados con los obtenidos por la tesis de referencia. Además, esta gráfica aporta información clave para evaluar la eficiencia estructural de cada diseño antes de considerar su impacto económico.

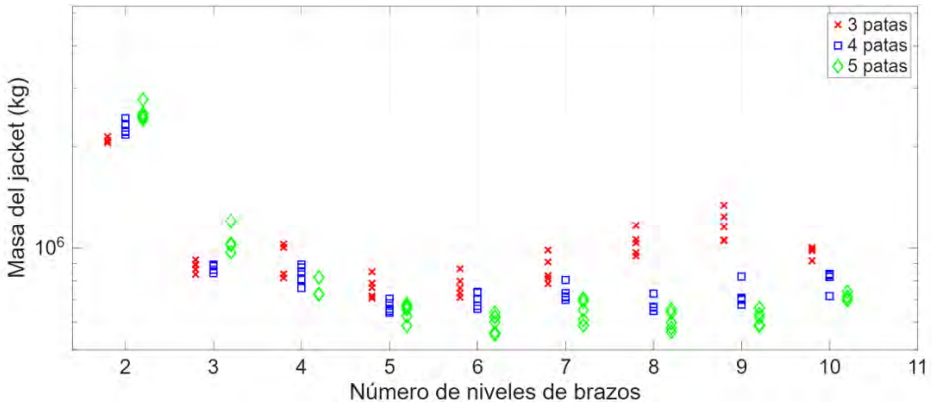

Figura 5.5.- Peso de las estructuras prediseñadas.

5.3.2. Configuración estructural frente al coste total

En esta gráfica se representa mediante una escala logarítmica el coste total estimado para cada configuración bajo las estrategias A (Figura 5.6 izquierda) y B (Figura 5.6 derecha). Se observa cómo influye la configuración del jacket sobre el coste final de fabricación e instalación del jacket.

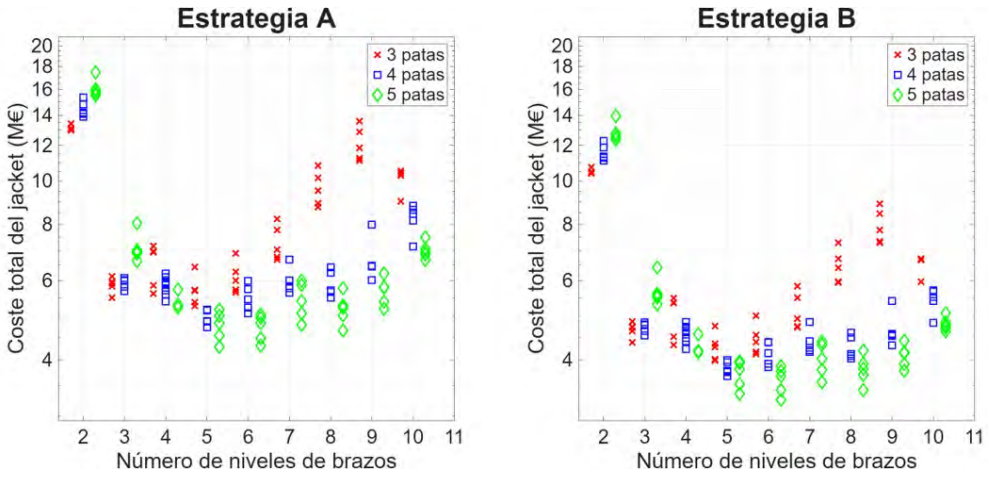

Figura 5.6.- Configuración de la estructura frente al coste total.

Analizando las gráficas, se percibe una tendencia similar en ambas estrategias, parecida a la tendencia de la masa en la Figura 5.5. De esta forma, se obtiene que el coste

está dominado principalmente por la masa de la estructura del jacket. Por otro lado, se aprecia que las configuraciones con dos niveles presentan costes superiores a cualquier otra configuración con mayor número de niveles, lo cual significa que son las menos eficientes en cuanto a la masa y al coste, a pesar de que es la configuración con menor número de soldaduras. Así mismo, las configuraciones de tres patas empeoran con respecto al resto, especialmente para configuraciones de cuatro o más niveles de brazos. Esta comparación permite identificar que las configuraciones que ofrecen un mejor equilibrio entre masa y coste son las de cinco y seis niveles según el número de patas.

También, se observa que la estrategia de ensamblaje B presenta un coste menor con respecto a la estrategia de ensamblaje A, mayormente dado por la cantidad de uniones soldadas que se tienen que ejecutar durante la etapa de ensamblaje, y con ello, la proporción de los costes de ensamblaje dentro de los costes totales de fabricación (materiales, soldaduras y protección anticorrosión).

5.3.3. Coste total frente a la masa del jacket

La relación directa entre masa y coste se representa en escalas logarítmicas en la Figura 5.7, lo que facilita una interpretación clara de la influencia del peso de la estructura sobre el precio. Este tipo de análisis es valioso para detectar posibles desviaciones o irregularidades que podrían indicar ineficiencias en algunas configuraciones. Así mismo, facilita la evaluación de si la relación entre masa y coste sigue un patrón lineal o si determinadas configuraciones presentan mayores desviaciones.

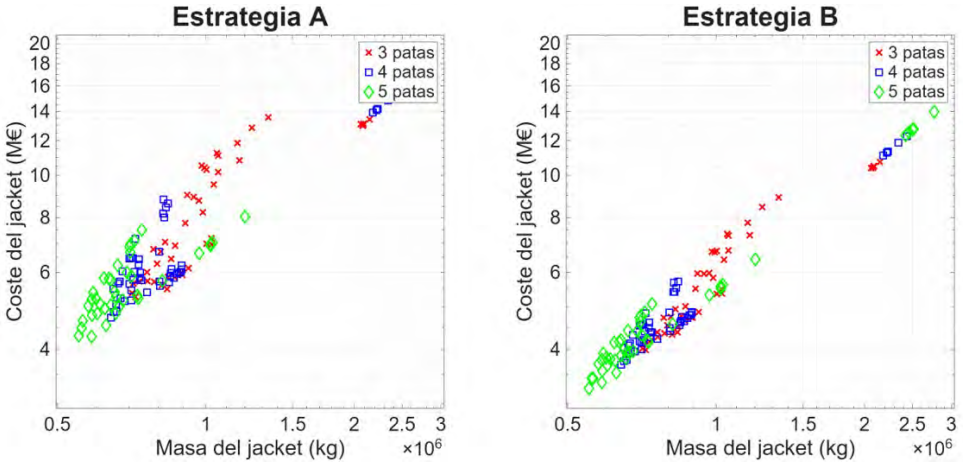

Figura 5.7.- Coste total frente a la masa de las configuraciones de jackets.

Estas gráficas verifican que el coste está predominado principalmente por la masa, reflejándose claramente una relación mayormente lineal entre estos dos parámetros, donde una masa mayor, implica, generalmente, mayor coste.

En la gráfica correspondiente a la estrategia A (Figura 5.7 izquierda), se aprecia una relación claramente lineal entre la masa del jacket y su coste, aunque esta linealidad se ve perturbada para ciertas configuraciones. Las estructuras de tres patas presentan costes significativamente más elevados para configuraciones de masa parecidas. Además, aunque en menor medida, también se identifica un subconjunto disperso de estructuras de cuatro y cinco patas con mayores costes para configuraciones de masa similar, lo que podría señalar configuraciones de número de niveles específicas que no son óptimas durante el diseño.

Por otro lado, en la gráfica de la estrategia B (Figura 5.7 derecha), se mantiene la tendencia lineal entre masa y coste, pero con una distribución más compacta y homogénea. La dispersión de los puntos es menor en comparación con la estrategia A, lo que sugiere una mayor consistencia en la aplicación de esta estrategia (al desarrollarse menos soldaduras, los saltos del coste al diseñar configuraciones con más uniones son menores). Aun así, persiste un pequeño subconjunto de datos para las tres configuraciones, especialmente para tres patas, con mayores saltos de costes para masas similares, aunque con menos variación que en la estrategia anterior.

5.3.4. Configuración frente al coste específico (€/kg)

La Figura 5.8 analiza la relación entre la configuración estructural y el coste específico, es decir, el coste por unidad de masa (€/kg). Este indicador sintetiza la eficiencia económica de cada diseño y permite estimar cuál es el sobrecoste debido al diseño de una estructura con una configuración más compleja (mayor número de elementos).

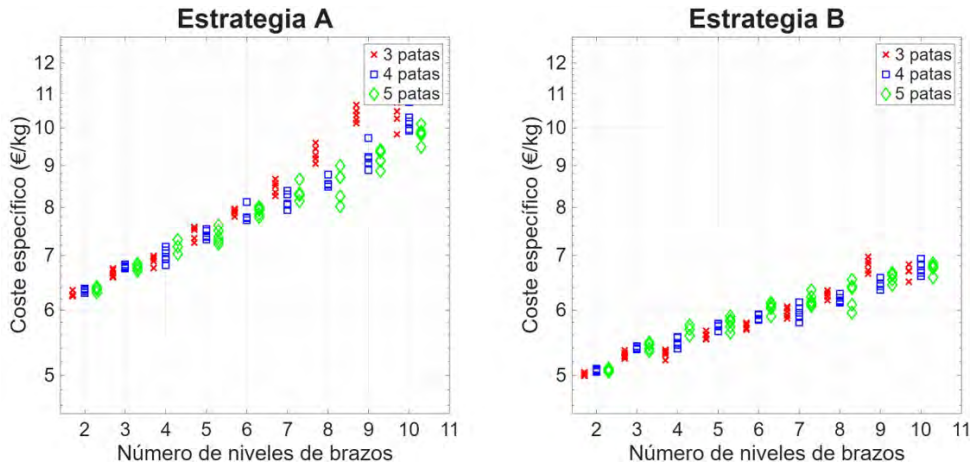

Figura 5.8.- Coste específico para cada configuración.

Según se aprecia en la gráfica de la Figura 5.8, se evidencia que la estrategia A muestra un coste superior por unidad de masa comparada con la estrategia B, indicando

que esta última podría representar una opción más eficiente en términos económicos, respaldándose las aproximaciones de Scholle et al. [95], debido principalmente al menor número de soldaduras.

Por otro lado, se obtiene una relación positiva entre el número de niveles de arriostramientos o brazos y el coste específico de la estructura, es decir, el coste por kilogramo de peso. Esta relación está principalmente influenciada por el número de soldaduras, lo que demuestra que a medida que se desarrollan soluciones con mayor número de niveles de arriostramientos, es decir, que a mayor número de soldaduras el coste de la estructura aumenta.

Al contrario pasa con el número de patas, donde se aprecia notablemente que las estructuras de cinco patas tienen un menor coste unitario por masa en comparación con las de tres y cuatro patas. Aunque parece ilógico, ya que el número de soldaduras aumenta, sugiere que aumenta la relación del volumen (masa) derivado de perfiles normalizados entre perfiles bajo demanda, que son más caros, lo cual afecta positivamente al coste total de las estructuras.

5.3.5. Configuración frente a la proporción de perfiles normalizados y bajo demanda

Finalmente, se presenta en la Figura 5.9 un análisis del volumen de perfiles utilizados según su origen: perfiles normalizados frente a perfiles bajo demanda. Esta gráfica permite evaluar qué configuraciones favorecen un mayor aprovechamiento de perfiles comerciales, lo cual repercute en la viabilidad económica y logística del proyecto. Una mayor proporción de perfiles normalizados implica menores costes de fabricación y mayor disponibilidad en el mercado de perfiles tubulares con las dimensiones deseadas.

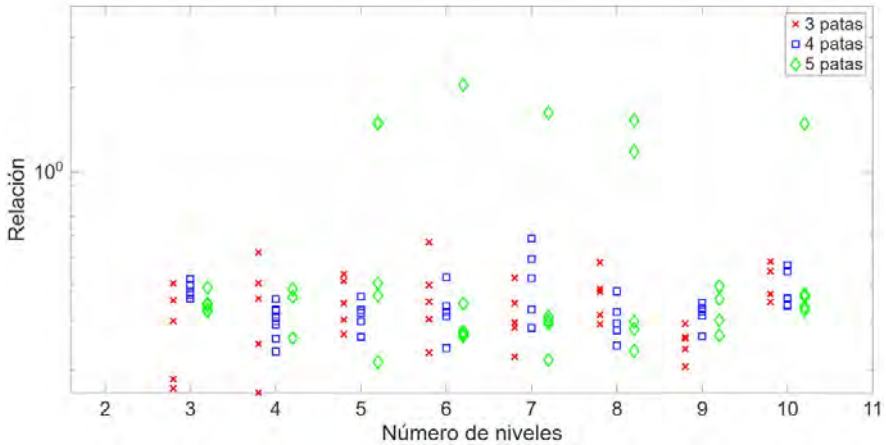

Figura 5.9.- Relación del volumen (masa) de perfiles tubulares normalizados y bajo demanda.

Analizando la Figura 5.9, se comprueba que las configuraciones de cinco patas permiten obtener soluciones con un mayor volumen de perfiles tubulares normalizados, que, provoca que los costes asociados al material disminuyan, y con ello su coste específico.

De esta manera, se destaca el impacto positivo derivado del uso de perfiles estructurales más económicos. Aunque en el estudio dichos perfiles surgieron de forma casual durante el proceso de optimización de masa, los resultados sugieren que la inclusión explícita de perfiles normalizados como condición de diseño podría tener un efecto beneficioso sobre los resultados finales, reduciendo considerablemente los costes totales sin comprometer necesariamente la estabilidad estructural.

CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

En este capítulo se abordarán las conclusiones alcanzadas al finalizar este Trabajo Final de Grado, destacando el valor del trabajo realizado en cuanto a la documentación, organización y análisis de los procesos productivos.

6.1. Análisis de los resultados

En este apartado se realiza un análisis de los resultados obtenidos tras evaluar la función de estimación de costes para un conjunto de estructuras de soporte tipo jacket con diferentes configuraciones. De los resultados obtenidos y representados gráficamente en el apartado anterior, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

- Se verifica que existe una clara correlación entre masa y coste: en ambas estrategias de ensamblaje (A y B), a mayor masa, mayor coste total, con una relación que tiende a ser lineal. No obstante, se identifican desviaciones que indican configuraciones menos eficientes.
- Las estructuras con dos niveles de arriostramientos, pese a tener menos soldaduras, resultan ser las más costosas por unidad estructural, lo que evidencia una baja eficiencia.
- Las configuraciones de tres patas muestran un comportamiento menos favorable, destacando por su mayor dispersión y sobrecostes, especialmente al aumentar el número de niveles.
- Las configuraciones de cinco y seis niveles, combinadas con un mayor número de patas, ofrecen un mejor equilibrio entre masa y coste.
- La comparación entre estrategias revela que la estrategia B presenta una clara ventaja económica respecto a la estrategia A. Esta diferencia se debe principalmente a una menor cantidad de uniones soldadas, lo que reduce tanto de los costes de soldadura como de ensamblaje, lo que se traduce en un menor coste

total. Cuando se analiza el coste específico de la estructura (€/kg), la estrategia B vuelve a posicionarse como la opción más eficiente, mostrando valores unitarios inferiores en la mayoría de las configuraciones. Se evidencia además que, a mayor número de niveles de brazos, mayor es el coste específico, debido al aumento en el número de soldaduras.

- Se observa una excepción interesante en las estructuras de cinco patas, que, pese a tener más uniones, presentan menores costes específicos. Esto se atribuye al uso predominante de perfiles normalizados frente a perfiles bajo demanda, los cuales son más caros.

Finalmente, el estudio sobre el tipo de perfiles estructurales utilizados en cada configuración revela que las estructuras de cinco patas permiten emplear un mayor número de perfiles normalizados, lo que contribuye a la reducción del coste total. Este hallazgo sugiere que incorporar como criterio de diseño la utilización prioritaria de perfiles comerciales puede tener un impacto positivo directo en los costes totales de las estructuras.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten identificar configuraciones estructurales más eficientes tanto desde el punto de vista técnico como económico, ofreciendo una base sólida para decisiones de diseño más informadas y estratégicas.

6.2. Conclusiones del trabajo

El objetivo de este TFG consistente en estimar una función de costes que pueda ser utilizada en el proceso de prediseño de una estructura de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos se ha realizado satisfactoriamente. Donde, esta función de costes, requirió de un completo estudio de los distintos aspectos económicos asociados al proceso productivo de estas estructuras.

En una primera fase fue necesario realizar un estudio completo de documentación del problema, para la identificación de la tipología estructural planteada, y los requerimientos técnicos fundamentales. Esta fase del trabajo está recogida dentro del Capítulo I.

Una vez identificado las características del problema fue necesario un estudio en profundidad de las etapas del proceso constructivo, con el fin de identificar los aspectos que afectan al coste. Se identificaron cuatro apartados fundamentales, que fueron: fabricación, ensamblaje, transporte marítimo e instalación. Los dos primeros se documentan ampliamente en el Capítulo II y los dos restantes en el Capítulo III. Es de resaltar la falta de referencias oficiales sobre los precios unitarios de muchas de las

partidas, siendo necesario establecer estrategias alternativas para la estimación de algunos costes.

Finalmente, se diseña una función de estimación de costes en base a las estimaciones parciales identificadas en el proceso productivo. Para el diseño de esta función de coste se ha partido de las variables de diseño de las estructuras y obtenido el resto de las variables necesarias para la estimación a partir de éstas, recogiendo la relación entre las variables derivadas y de diseño en el Anexo A. Este enfoque permite utilizar la función diseñada directamente desde las etapas de diseño de las estructuras. Tanto las diferentes funciones de costes parciales, como la función total se encuentran completamente detalladas en el Capítulo V.

Además, se implementa la función de coste en un programa, en Matlab, que evalúe los costes de diferentes estructuras suministras a través de un fichero de datos, permitiendo su uso para tantas estructuras como sean necesarias. Para la validación de los cálculos se han utilizado los diseños obtenidos por Quevedo et al. [203], un análisis de los resultados en base a unas gráficas diseñadas a tal efecto. Esta parte del trabajo se encuentra documentada en el Capítulo V y en el Anexo B.

6.3. Desarrollos futuros

De cara a trabajos futuros, se plantea como posible línea de desarrollo la inclusión del condicionante de utilización de tubos normalizados en la etapa de cálculo de secciones durante el proceso de optimización de la masa de las estructuras tipo jacket. Esta restricción permitiría adaptar el diseño a la disponibilidad real de elementos estructurales en el mercado, contribuyendo no solo a una estimación de costes más ajustada, sino también a una mayor viabilidad en la fabricación. Además, se propone también comparar los diseños obtenidos a partir de minimizar directamente los costes totales en lugar de la masa de la estructura.

Así mismo, se propone como segunda línea de desarrollo el estudio de la sensibilidad de la función de estimación de costes frente a las distintas variables de entrada del modelo. Este análisis permitiría identificar los parámetros que ejercen una mayor influencia sobre el coste final estimado, lo que facilitaría una toma de decisiones más informada durante las primeras fases del diseño. Además, podría derivarse en la definición de rangos óptimos de diseño que garanticen tanto la viabilidad técnica como la económica de la estructura.

BIBLIOGRAFÍA

[1] R. O'Sullivan, «Latest wind energy data for Europe: Autumn 2024», sep. 2024. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://windeurope.org/intelligence-platform/product/latest-wind-energy-data-for-europe-autumn-2024/

[2] C. Rosslowe y B. Petrovich, «European Electricity Review 2025», ene. 2025. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2025/

[3] B. Backwell *et al.*, «GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2024», jun. 2024. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/GOWR-2024_digital_final_2.pdf

[4] M. Moran, «Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna», Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/

[5] N. Zhang, C. Li, Z. Li, y P. Liu, «Strategies for sustainable development of offshore wind power in regions with limited resources», *Energy*, vol. 311, p. 133345, dic. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.133345.

[6] «Cuaderno de aplicaciones técnicas n.o 12 Plantas eólicas». Accedido: 9 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

[7] S. F. Munguía, «Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico marino del mundo», DiarioRenovables | Energías renovables. Eólica, solar, fotovoltaica, baterías, movilidad sostenible. Accedido: 1 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html

[8] «Descubriendo la evolución y el impacto de la energía eólica marina», Iberdrola. Accedido: 2 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/historia

[9] D. Belltheus Avdic *et al.*, «Offshore wind and power-to-hydrogen in the Baltic Sea Region. BOWE2H Strategic Roadmap.», sep. 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2024/09/240930-Roadmap-BOWE2H.pdf

[10] S. Kumar, E. Arzaghi, T. Baalisampang, V. Garaniya, y R. Abbassi, «Insights into decision-making for offshore green hydrogen infrastructure developments», *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 174, pp. 805-817, jun. 2023, doi: 10.1016/j.psep.2023.04.042.

[11] UN Global Compact, «Roadmap to integrate clean offshore renewable energy into climate-smart marine spatial planning», UN Global Compact, 2021. Accedido: 1 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://unglobalcompact.org/library/5977

[12] R. O'Sullivan *et al.*, «Wind energy in Europe: 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030», feb. 2025. Accedido: 1 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/

[13] D. Fraile, L. Ramírez, G. Brindley, R. O'Sullivan, L. Miró, y L. Van de Velde, «Offshore wind in Europe - key trends and statistics 2020», feb. 2021. Accedido: 1 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/

[14] «Estrategia de Energía Renovable Marina de la Unión Europea (UE).pdf». Accedido: 1 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0668

[15] M. García Doce, «Impactos de la eólica marina en los ecosistemas: una revisión sistemática para Canarias», 2024, Accedido: 3 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://riull.ull.es/xmlui/handle/915/36810

[16] S. Salvador, X. Costoya, F. J. Sanz-Larruga, y L. Gimeno, «Development of Offshore Wind Power: Contrasting Optimal Wind Sites with Legal Restrictions in Galicia, Spain», *Energies*, vol. 11, n.º 4, Art. n.º 4, abr. 2018, doi: 10.3390/en11040731.

[17] S. Salvador, L. Gimeno, y F. J. Sanz Larruga, «The influence of regulatory framework on environmental impact assessment in the development of offshore wind farms in Spain: Issues, challenges and solutions», *Ocean Coast. Manag.*, vol. 161, pp. 165-176, jul. 2018, doi: 10.1016/j.ocecoaman.2018.05.010.

[18] «Ordenación del espacio marítimo», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 2 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo.html

[19] R. Esteller, «España vive una fiebre de nuevos proyectos de parques eólicos marinos», 23 de mayo de 2024. Accedido: 2 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12828301/05/24/espana-vive-una-fiebre-de-nuevos-proyectos-de-parques-eolicos-marinos.html

[20] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 2 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html

[21] J. Schallenberg-Rodríguez y N. García Montesdeoca, «Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands», *Energy*, vol. 143, pp. 91-103, ene. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.084.

[22] A. Abramic, A. García Mendoza, y R. Haroun, «Introducing offshore wind energy in the sea space: Canary Islands case study developed under Maritime Spatial Planning principles», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 145, p. 111119, jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111119.

[23] «Home», PLOCAN. Accedido: 3 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://plocan.eu/

[24] J. Revilla Díaz-Pinés, «Desarrollo de las cimentaciones para soportar cargas extremas en turbinas eólicas marinas». Universidad Pontificia Comillas. agosto de 2022. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/62070/TFG-%20Revilla%20Diaz-Pines%2c%20Francisco%20Javier.pdf

[25] F. Petrini, S. Manenti, K. Gkoumas, y Bontempo, «Structural Design and Analysis of Offshore Wind Turbines from a System Point of View», Wind Engineering 34(1):85-108, oct. 2024, doi: 10.1260/0309-524X.34.1.85.

[26] «Example of typical foundation types and applicable water depths», DHI Reservoir - Drops of knowledge. Accedido: 3 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://blog.dhigroup.com/decode-offshore-wind-engineering-challenges-at-every-stage/example-of-typical-foundation-types-and-applicable-water-depths/

[27] L. Díaz, «Diseño y análisis estructural de una plataforma offshore que sirva como base a un aerogenerador marino.» Universidad Politécnica de Madrid. junio de 2019. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://oa.upm.es/69030/7/TFG_LEONARDO_DIAZ_GUTIERREZ.pdf

[28] M. D. Esteban, J.-S. López-Gutiérrez, y V. Negro, «Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector», *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 7, n.º 3, Art. n.º 3, mar. 2019, doi: 10.3390/jmse7030064.

[29] «Offshore support structures». Accedido: 9 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures-7.html

[30] S. Sánchez, J.-S. López-Gutiérrez, V. Negro, y M. D. Esteban, «Foundations in Offshore Wind Farms: Evolution, Characteristics and Range of Use. Analysis of Main Dimensional Parameters in Monopile Foundations», *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 7, n.º 12, Art. n.º 12, dic. 2019, doi: 10.3390/jmse7120441.

[31] B. Solana, «Diseño de cimentaciones de graveded para eólica offshore.». Universidad de Cantabria. junio de 2015. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/6952/Solana+Santillana,+B..pdf;jsessionid=11F692763AE53CD9CF454C7144D1C339?sequence=1

[32] R. Quevedo, «Diseño de una estructura Jacket multipilotada para soporte de un aerogenerador marino en la isla de Gran Canaria». Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. junio de 2019. Accedido: 8 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://mmc.siani.es/files/documents/Master/TFM_Roman_Quevedo.pdf

[33] L. Domenico, «Dynamics of offshore wind turbines», University of Bristol, 2010. Accedido: 3 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/262032408_Dynamics_of_offshore_wind_turbines

[34] I. Cruz, «Guía introductoria al tema “La energía eólica marina flotante”». 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.programainvestiga.org/pdf/guias2021-22/Guiaintroductoriaaltema_EOLICAMARINAFLOTANTE.pdf

[35] J. Cutler, M. Bashir, Y. Yang, J. Wang, y S. Loughney, «Preliminary development of a novel catamaran floating offshore wind turbine platform and assessment of dynamic behaviours for intermediate water depth application», *Ocean Eng.*, vol. 258, p. 111769, ago. 2022, doi: 10.1016/j.oceaneng.2022.111769.

[36] M. Barooni, T. Ashuri, D. Velioglu Sogut, S. Wood, y S. Ghaderpour Taleghani, «Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects», *Energies*, vol. 16, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2023, doi: 10.3390/en16010002.

[37] IRENA, *Floating offshore wind outlook*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook?fuseaction=dsp_list_schl&page=1&fuseaction=dsp_list_schl

[38] N. Fernández Rodríguez, I. Couceiro, X. Nogueira, y I. Colominas, «Structural Optimization and Comparison Study of Different Configurations of Offshore Wind Turbine Jacket Substructures», *Wind Energy*, vol. 28, n.º 5, p. e70014, 2025, doi: 10.1002/we.70014.

[39] X. Rivas Rey, «Diseño y optimización de una estructura offshore tipo jacket». Universidade da Coruña [En línea]. Disponible en: https://ruc.udc.es/entities/publication/b685f3c9-631e-4896-a6e6-b5f40b7bfcbd

[40] G. Candelas, «Diseño de un aerogenerador Offshore con soporte Jacket». Universitat Politècnica de Catalunya. 7 de octubre de 2020. [En línea]. Disponible en: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/331631/154319_TFM%20Guillem%20Candelas%20Corrales%20.pdf

[41] I.-W. Chen, B.-L. Wong, Y.-H. Lin, S.-W. Chau, y H.-H. Huang, «Design and Analysis of Jacket Substructures for Offshore Wind Turbines», *Energies*, vol. 9, n.º 4, Art. n.º 4, abr. 2016, doi: 10.3390/en9040264.

[42] J. Häfele, C. G. Gebhardt, y R. Rolfes, «A comparison study on jacket substructures for offshore wind turbines based on optimization», *Wind Energy Sci.*, vol. 4, n.º 1, pp. 23-40, ene. 2019, doi: 10.5194/wes-4-23-2019.

[43] J. Gancedo, «Cost analysis of offshore wind turbine support structures : monopile and jacket», University of Strathclyde, 2011.

[44] L. Wang, H. Jin, H. Dong, y J. Li, «Balance Fatigue Design of Cast Steel Nodes in Tubular Steel Structures», *Sci. World J.*, sep. 2013, doi: 10.1155/2013/421410.

[45] J. Sinfield, «Improved Fatigue Life of Welded Jacket Connections (JaCo)», Carbon Trust. Accedido: 9 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.carbontrust.com/en-as/our-work-and-impact/impact-stories/large-scale-rd-projects-offshore-wind/improved-fatigue-life-of-welded-jacket-connections-jaco

[46] «Stronger offshore foundations with welding automation», Pemamek. Accedido: 9 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://pemamek.com/discover/stronger-foundations-with-welding-automation/

[47] M. Seidel, «Jacket substructures for the REpower 5M wind turbine», presentado en Conference Proceedings European Offshore Wind, Berlin: REpower Systems AG, ene. 2007. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/267697093_Jacket_substructures_for_the_REpower_5M_wind_turbine

[48] DNV GL Group, «DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines.», 2016.

[49] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes, y T. A. Nygaard, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective», *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 714-728, jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.

[50] K. Connolly, «The regional economic impacts of offshore wind energy developments in Scotland», *Renew. Energy*, vol. 160, pp. 148-159, nov. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.06.065.

[51] DNV GL Group, «DNV-OS-B101: Metallic Materials.», 2015.

[52] Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana, «Guía para las especificaciones técnicas del acero estructural». abril de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.transportes.gob.es/recursos_mfom/comodin/recursos/guia_especificaciones_tecnicas_del_acero_estructural_abril_2022.pdf

[53] «Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural», vol. BOE-A-2021-13681. 2021, pp. 97664-99452. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/06/29/470

[54] N. Gilbert, «Structural Steel - S235, S275, S355 Chemical Composition, Mechanical Properties and Common Applications», AZoM. Accedido: 7 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=6022

[55] V. Igwemezie, A. Mehmanparast, y A. Kolios, «Current trend in offshore wind energy sector and material requirements for fatigue resistance improvement in large wind turbine support structures – A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 101, pp. 181-196, mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.002.

[56] V. Igwemezie, A. Mehmanparast, y A. Kolios, «Materials selection for XL wind turbine support structures: A corrosion-fatigue perspective», *Mar. Struct.*, vol. 61, pp. 381-397, sep. 2018, doi: 10.1016/j.marstruc.2018.06.008.

[57] E. P. Ltd, «ITW Welding Singapore | The Welding of Offshore Wind Jacket Foundations», ITW WELDING SINGAPORE. Accedido: 7 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://sea.itwwelding.com/Article/75/Article-The-Welding-of-Offshore-Wind-Jacket-Foundations

[58] A. Janisch, «Precios actuales del acero: evolución y previsión.», Jactio.com. Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://jactio.com/es/stahlpreisentwicklung-aktuell/

[59] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes, y T. A. Nygaard, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective», *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 714-728, jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.

[60] «Base de Precios de la Construcción de Extremadura 2025». Accedido: 26 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.juntaex.es/w/base-construccion-2025

[61] Sif Netherlands, How to make a monopile?, (17 de julio de 2020). Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=3ILFaNSOZGQ

[62] Sif Netherlands, Production Process World's Largest Monopile Foundation Manufacturing Plant at Sif Group, (28 de marzo de 2023). Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=k9Enoa2pNB4

[63] «Gemini offshore wind park». Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.geminiwindpark.nl/making-of/monopiles

[64] KERSTEN, The making of - Offshore Spudpiles, (14 de febrero de 2017). Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=8SPUzDH9bVI

[65] Fiona, «Proceso de fabricación de tubos de acero sin soldadura», UNIASEN. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://uniasen.com/es/blog/proceso-de-fabricacion-de-tubos-de-acero-sin-costura/

[66] AlJazari, Seamless steel pipe manufacturing, (15 de agosto de 2024). Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=ZNDvsJ03m8A

[67] «Tres procesos de deformación de tubos de acero sin costura laminados en caliente». Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.permanentsteel.com/es/newsshow/three-deformation-processes-of-hot-rolled-seamless-steel-pipes.html

[68] «Seamless Steel Pipe Production Equipment». Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.hu-steel.com/workshop379_197.html

[69] RMT - Revolution Machine Tools, *JCO PRESS BENDING LINE 41114*, (9 de noviembre de 2021). Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=sjv-RFQM60M

[70] MANNESMANN. Das Rohr., Mannesmann Line Pipe - The specialist for longitudinally HFI welded steel tube and pipe, (25 de abril de 2022). Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=QDQdP0CRjoc

[71] «The Welded Steel Pipe Manufacturing Process: A Comprehensive Guide», Sino East. Accedido: 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://sesteelpipe.com/the-welded-steel-pipe-manufacturing-process-a-comprehensive-guide/

[72] Asociación Española de Normalización (UNE), «UNE-EN 10210-2:2020 Perfiles huecos de acero acabados en caliente.», 2020.

[73] Asociación Española de Normalización (UNE), «UNE-EN 10219-2:2019 Perfiles huecos de acero soldados conformados en frío para construcción.», 2019.

[74] Uniasen, «EN 10210 Perfiles huecos estructurales acabados en caliente», EN 10210. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://uniasen.com/es/estandares/es-10210/

[75] CYPE Ingenieros, S.A «Generador de precios de la construcción. España.». Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://generadordeprecios.info/

[76] D. S. Saini, D. Karmakar, y S. Ray-Chaudhuri, «A review of stress concentration factors in tubular and non-tubular joints for design of offshore installations», *J. Ocean Eng. Sci.*, vol. 1, n.º 3, pp. 186-202, sep. 2016, doi: 10.1016/j.joes.2016.06.006.

[77] Asociación Española de Normalización (UNE), «UNE-EN 1090-2:2019 Ejecución de estructuras de acero y aluminio.», 2019

[78] DNV GL Group, «DNVGL-OS-C401: Fabrication and testing of offshore structures.», 2020.

[79] J. du Plessis, «Welding of Offshore Structures». [En línea]. Disponible en: https://www.spesmet.co.za/wp-content/uploads/2016/09/Welding-of-Offshore-structure-2012.pdf

[80] Hyundai Welding co., ltd, «Welding solutions for the offshore industry». Hyundai Welding, 2024. Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.hyundaiwelding.com/data/file/download/brochures/Hyundai_Welding_Offshore_Brochure_2024.pdf

[81] Arccaptain, «¿Qué es la soldadura por electrodo y cómo funciona?». Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.arccaptain.com/es/blogs/article/what-is-stick-welding

[82] E. E. Codinter, «Soldadura por arco sumergido: Una guía completa», Codinter América. Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.codinter.com/es/soldadura-por-arco-sumergido-una-guia-completa/

[83] Pemamek, «SAW welding, an efficient and high-quality welding process». Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://pemamek.com/discover/saw-welding-an-efficient-and-high-quality-welding-process/

[84] T.-C. Yang, M.-F. Chiang, y T.-S. Huang, «Design and Welding of Nodes for Offshore Foundation», *China Steel Tech. Rep.*, n.º 35, pp. 13-21, 2022.

[85] A. Marin, «SOLDADURA GTAW», Soldadura y Estructuras. Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://soldadurayestructuras.com/soldadura-gtaw/

[86] DNV GL Group, «DNVGL-ST-E273: 2.7-3 Portable offshore units. », 2016.

[87] Instituto Valenciano de la Edificación, «Base de datos de construcción». Accedido: 5 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://bdc.f-ive.es/BDC24/16/CCDB

[88] Asociación Española de Normalización (UNE), «UNE-EN ISO 9606-1:2017 Cualificación de soldadores. Soldeo por fusión. », 2017

[89] Memorial University of Newfoundland, «STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE. Lecture 15A.8: Fabrication». STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE. Accedido: 23 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://fgg-web.fgg.uni-lj.si/~/pmoze/esdep/master/wg15a/l0800.htm

[90] BladtIndustries, Baltic 2 Jacket structures, (17 de noviembre de 2016). Accedido: 22 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=yy5kWmJHxM0

[91] Smulders, Beatrice Offshore Windfarm jacket fabrication @ Smulders, (10 de noviembre de 2017). Accedido: 22 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=gGIrKsQVaKo

[92] Navantia, «NAVANTIA Eólica: 1º: Embarque Brest destino Fene (parque eólico Saint Brieuc)», (15 de abril de 2021). Accedido: 22 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://vimeo.com/537137260

[93] «Navantia Fene ensambla la primera jacket para el parque eólico de Saint-Brieuc». Accedido: 22 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://enfoques.gal/ferrolterra/navantia-fene-ensambla-la-primera-jacket-para-el-parque-eolico-de-saint-brieuc/

[94] New China TV, Time-lapse clips of a huge offshore oil platform jacket construction, (30 de marzo de 2018). Accedido: 23 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=gK2Tw1-vgKU

[95] N. Scholle *et al.*, «Deliverable D4.1.3. – Innovations on component level». INNWIND.EU, 9 de noviembre de 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.innwind.eu/-/media/sites/innwind/publications/deliverables/2015_09_11_d413_final_1.pdf

[96] DNV GL Group, «DNVGL-RP-0416 Corrosion protection for wind turbines. », 2016.

[97] DNV GL Group, «DNVGL-RP-B401: Cathodic protection design. », 2021.

[98] G. Berenika y P. Shiladitya, «Metallic coatings in offshore wind sector—a mini review», Materials Degradation 8(1), ago. 2024, doi: 10.1038/s41529-024-00480-8.

[99] S.-J. Choi, M.-H. park, y I.-T. Kim, «Corrosion-Protection Design for Floating-Type Offshore Wind Turbines», presentado en The 2012 World Congress on Advances in Civil, Environmental, and Materials Research (ACEM' 12), Seoul, Korea, ago. 2021.

[100] Offshore wind Scotland, «Fact sheet 5: Corrosion protection». [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewindscotland.org.uk/media/00xche5o/05-corrosion-protection.pdf

[101] C. Huerta, «Estudio de las soluciones de pintura en estructuras offshore para eólica y de las posibles nuevas variantes de protección superficial». julio de 2014. [En línea]. Disponible en: https://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/handle/10651/27948/TFM_HuertaFernandez.pdf

[102] Brand Energy by OCRE, «Painting», OCRE Offshore Services. Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://ocre-offshore.com/brand-ocre/painters/

[103] Iberdrola, «Wikinger, the project that consolidates Germany as a strategic market», Iberdrola. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/offshore-wind-energy/wikinger-offshore-wind-farm

[104] L. Lichtenstein, «DNV GL standard harmonization – Recommended practice on corrosion protection of offshore wind farms"». DNV GL, 14 de octubre de 2015. [En línea]. Disponible en: https://rave-offshore.de/files/downloads/konferenz/konferenz-2015/Session7_2015/7.4_Lichtenstein.pdf

[105] «Pintura marina: imprimación, pintura intermedia, pintura de acabado, pintura antiincrustante - Fuxi», Tianjin Jinhai Special Coatings & Decoration Co., Ltd. Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.paint-in-china.com

[106] «What are the industry standards and requirements for surface treatment for corrosion protection of wind turbines?» Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.cotes.com/faq/what-are-the-industry-standards-and-requirements-for-surface-treatment-for-corrosion-protection-of-wind-turbines-for-coatings-application-spray-metallization-1697104501029

[107] N. Ce y S. Paul, «Thermally Sprayed Aluminum Coatings for the Protection of Subsea Risers and Pipelines Carrying Hot Fluids», *Coatings*, vol. 6, n.º 4, Art. n.º 4, dic. 2016, doi: 10.3390/coatings6040058.

[108] MetallisationLtd, Metallisation - Thermal Spray Aluminium (TSA) on offshore platform with flamespray MK73, (14 de mayo de 2012). Accedido: 10 de mayo de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=6rxsyimWJJY

[109] «Anode systems for offshore cathodic protection». Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://stoprust.com/anode-systems/

[110] «Products – Taiichio & Wolf». Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://taiichio-wolf.com/products/

[111] CORROSION, «ICCP vs GACP Comparing different protection methods for Offshore Wind Farms». [En línea]. Disponible en: https://www.corrosion.nl/wp-content/uploads/2021/04/CORROSION-whitepaper-ICCPvsGACP-v2.1_WH_240321.pdf

[112] CORROSION, «Eco-Friendly Corrosion Protection». [En línea]. Disponible en: https://www.corrosion.nl/wp-content/uploads/2022/05/ICCP-Pod_Ultimate_Foundation_Protection.pdf

[113] CORROSION, «ICCP Offshore Wind turbine protection», CORROSION. Accedido: 11 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.corrosion.nl/sectors/wind/iccp-offshore-wind/

[114] L. Pelayo «Diseño de un sistema de protección contra la corrosión en una estructura eólica offshore». Universidad de Cantabria. Accedido: 28 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/17445/Pelayo%20Ruiz%2C%20Laura.pdf?sequence=1

[115] «Página de Cathwell.» Accedido: 28 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://cathwell.com/

[116] T. Sahin *et al.*, «GLOBAL SUPPLY CHAIN STUDY». ERM, 16 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorenorge.no/contentassets/8c652c2fcbbc4e4091b935f74abe5287/erm-supply-chain-study-merged-.pdf

[117] Z. Jiang, «Installation of offshore wind turbines: A technical review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110576, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110576.

[118] «Building Beatrice offshore», Beatrice Offshore Windfamr Ltd. Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.beatricewind.com/offshore

[119] «Wikinger Offshore Wind Farm - J.J. Ugland Construction». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.uglandconstruction.no/news/wikinger-offshore-wind-farm

[120] «First load-out of jackets for Wikinger Offshore Wind Farm - CS Wind Offshore». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.cswoffshore.com/news/first-load-out-of-jackets-for-wikinger-offshore-wind-farm/

[121] SSE Renewables, «First turbine base fitted at Scotland's largest offshore wind farm». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.sserenewables.com/news-and-views/2021/10/first-turbine-base-fitted-at-scotland-s-largest-offshore-wind-farm/

[122] SeagreenWindEnergy, «The last of 114 wind turbine foundations leave Port of Nigg destined for Seagreen», SeagreenWindEnergy. Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.seagreenwindenergy.com/post/the-last-of-114-wind-turbine-foundations-leave-port-of-nigg-destined-for-seagreen

[123] D. D. Foxwell, «First jacket foundation installed at Scotland's largest offshore windfarm». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/first-jacket-installed-at-scotlandrsquos-largest-offshore-windfarm-67922

[124] Boskalis, «Floating sheerleg and crane barges». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://boskalis.com/about-us/fleet-and-equipment/offshore-vessels/floating-sheerleg-cranes

[125] «Transport and installation turbine foundations Wikinger offshore wind farm - YouTube». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=ACcAJBzPSB0

[126] «Derrick Barge - an overview | ScienceDirect Topics». Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/derrick-barge

[127] «Shandong Lankun Offshore of Shandong Marine Group Ltd. (SDMG) Installed wind turbine jacket foundations of CGN Huizhou port II offshore wind farm-SHANDONG MARINE GROUP LTD.» Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://en.sdmg.cn/document/176.html

[128] Jan De Nul, «Jan De Nul loads first jackets for TPCs Offshore Wind Farm in Taiwan», Jan De Nul. Accedido: 10 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.jandenul.com/news/jan-de-nul-loads-first-jackets-tpcs-offshore-wind-farm-taiwan

[129] DNV, «New DNV Deck Carrier notation supports emerging ship type». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/New-DNV-Deck-Carrier-notation-supports-emerging-ship-type/

[130] Crane market, «ALE has performed the final load-out for the Wikinger OWF Project in Ferrol, Spain.», Constuction & Business News, Energy News. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://cranemarket.com/blog/ale-completes-wikinger-project-scope-back-to-newsoverview-ale-has-performed-the-final-load-out-for-the-wikinger-owf-project-in-ferrol-spain/

[131] J. C. Lorenzo, «La llamativa carga del buque chino "Fan Zhou 10"». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.puentedemando.com/la-llamativa-carga-del-buque-chino-fan-zhou-10/

[132] J. Corujeira, «Seis "patas" para un gigante de la eólica en alta mar», La Provincia - Diario de Las Palmas. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.laprovincia.es/las-palmas/2021/10/29/seis-patas-gigante-eolica-alta-58955407.html

[133] Seaway 7, «Seagreen Offshore Wind Farm». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.seaway7.com/projects/seagreen-offshore-wind-farm/

[134] Heerema Contractors, «Aegir | Heerema», Heerema. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heerema.com/fleet/aegir

[135] Vuyk Engineering, «Boskalis' Bokalift 2 conversion - Vuyk Engineering Rotterdam». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.vuykrotterdam.com/projects/boskalis-bokalift-2-conversion/

[136] Boskalis, «PROJECT SHEET. EAST ANGLIA 1 OFFSHORE WIND FARM (EA1), UK». enero de 2021. [En línea]. Disponible en: https://boskalis.com/media/hsrba2ui/east_anglia.pdf

[137] Boskalis, «Boskalis Horizons: 'Big, Powerful and Flexible'». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://magazine.boskalis.com/issue09/big-powerful-and-flexible

[138] A. Menon, «What Are Jack Up Barges - Everything You Ever Wanted To Know», Marine Insight. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: http://www.marineinsight.com/offshore/jack-up-barges/

[139] Ulstein, «Why spend more money when 3,000t provide higher return on investment?», Ulstein. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://ulstein.com/news/why-spend-more-money-when-3-000-tonnes-provide-higher-return-on-investment

[140] S. Hayes y P. Sparrevik, «Installation of offshore structures», NGI. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.ngi.no/en/research-and-consulting/instrumentation-container/offshore-instrumentation-and-monitoring/installation-of-offshore-structures/

[141] N. Skopljak, «Suction Bucket Triumph at Borkum Riffgrund 2», Offshore Wind. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2018/07/31/suction-bucket-triumph-at-borkum-riffgrund-2/

[142] Navingo Career, «GeoSea installeert 20 'suction bucket jackets' op Borkum Riffgrund 2», Navingo Career. Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.navingocareer.com/geosea-installeert-20-suction-bucket-jackets-op-borkum-riffgrund-2/

[143] Heerema Contractors, «Thialf | Heerema». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heerema.com/heerema-marine-contractors/fleet/thialf

[144] Heerema Contractors, «Sleipnir | Heerema». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heerema.com/heerema-marine-contractors/fleet/sleipnir

[145] Heerema, «Heerema Marine Contractors awarded major offshore wind contracts in the Baltic Sea», Heerema. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heerema.com/news/heerema-marine-contractors-awarded-major-offshore-wind-contracts-in-the-baltic-sea

[146] Saipem, «Saipem 7000 | Saipem». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.saipem.com/en/solutions-energy-transition/fleet-and-yards/saipem-7000

[147] Saipem, «Seagreen Offshore Wind Farm | Saipem». Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.saipem.com/en/saipem-worldwide-projects/seagreen-offshore-wind-farm

[148] L. Bye, «Exploring the World of Barges - Archway Marine St Louis», Archway Marine. Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.archwaymarinelighting.com/inland-waterway/exploring-the-world-of-barges/

[149] «Floating sheerleg - Wikiwand». Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.wikiwand.com/en/articles/Floating%20sheerleg

[150] S. A. Herman, «OFFSHORE WIND FARMS. Analysis of Transport and Installation Costs». febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: https://publications.tno.nl/publication/34629692/0Ta1n2/i02002.pdf

[151] Pin Logix, «Self-propelled Deck Carrier». Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: http://www.pinlogix.co.kr/page/sub3_2

[152] «Heavy Lift Vessel - an overview | ScienceDirect Topics». Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/heavy-lift-vessel

[153] Harren Goup, «Heavy Lift», Our fast and highly capable weightlifters. Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.harren-group.com/fleet/heavy-lift

[154] Wartsila, «Special vessels references», Jack-Up Crane Vessels. Accedido: 16 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.wartsila.com/marine/customer-segments/references/special-vessels/jack-up-crane-vessel

[155] D. Ahn, S. Shin, S. Kim, H. Kharoufi, y H. Kim, «Comparative evaluation of different offshore wind turbine installation vessels for Korean west–south wind farm», *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.*, vol. 9, n.º 1, pp. 45-54, ene. 2017, doi: 10.1016/j.ijnaoe.2016.07.004.

[156] S. A. Herman, «Probabilistic cost model for analysis of offshore wind energy costs and potential». ECN-I--02-007, mayo de 2002. [En línea]. Disponible en: https://publications.tno.nl/publication/34629697/9D7lB0/i02007.pdf

[157] J. A. Quintana, «Alternative Installation Methods for Offshore Wind Substations», 2016, [En línea]. Disponible en: https://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2016/Aguiar.pdf

[158] Z. Jiang, «Installation of offshore wind turbines: A technical review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110576, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110576.

[159] Heavy Lift & Project Forwarding International, «Rates chart an upward course», SECTORS. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heavyliftpfi.com/sectors/rates-chart-an-upward-course/19890.article

[160] A. Buljan, «Foundation Installation Starts at Saint-Brieuc Offshore Wind Farm», Offshore Wind. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2022/07/01/foundation-installation-starts-at-saint-brieuc-offshore-wind-farm/

[161] «Project sheet Wikinger, Baltic Sea transport & installation of 70 jacket foundations, Boskalis». Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://boskalis.com/media/maufkd20/wikinger_offshore_wind_farm.pdf

[162] «PROJECT SHEET EAST ANGLIA 1 OFFSHORE WIND FARM (EA1), UK TRANSPORT AND INSTALLATION, Boskalis». Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://boskalis.com/media/oauhgqqn/east-anglia-1.pdf

[163] COSCO Heavy Transport, «Offshore Wind», https://coscoht.com/. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://coscoht.com/projects/offshore-wind/

[164] «Moray East Offshore Windfarm Project», Seaway 7. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.seaway7.com/projects/moray-east-offshore-windfarm-project/

[165] Jan De Nul, «Jan De Nul completes foundation and cable installation on the Formosa 2 Offshore Wind Farm», Jan De Nul. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.jandenul.com/news/jan-de-nul-completes-foundation-and-cable-installation-formosa-2-offshore-wind-farm

[166] A. Buljan, «Bokalift 2 En Route to Changfang and Xidao Offshore Wind Farm», Offshore Wind. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2022/06/17/bokalift-2-en-route-to-changfang-and-xidao-offshore-wind-farm/

[167] N. Skopljak, «Three-Legged Dozen at East Anglia One», Offshore Wind. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2018/07/27/three-legged-dozen-at-east-anglia-one/

[168] OffshoreWIND, «Jacket Installation Resumes at Beatrice Offshore Wind Farm», Offshore Energy. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2017/11/14/jacket-installation-resumes-at-beatrice-offshore-wind-farm/

[169] A. Buljan, «Seajacks Scylla Installs First Moray East Jacket», Offshore Wind. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.offshorewind.biz/2020/07/07/seajacks-scylla-installs-first-moray-east-jacket/

[170] D. Hill, «Apollo Completes Moray East OWF Piling», Heavy Lift News. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.heavyliftnews.com/apollo-completes-moray-east-owf-piling/

[171] Saipem, «Seagreen Offshore Wind Farm», Saipem. Accedido: 21 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.saipem.com/en/saipem-worldwide-projects/seagreen-offshore-wind-farm

[172] A. Ait Alla, S. Oelker, M. Lewandowski, M. Freitag, y K.-D. Thoben, A Study of new Installation Concepts of Offshore Wind Farms by Means of Simulation Model. 2017.

[173] J. Tjaberings, S. Fazi, y E. Ursavas, «Evaluating operational strategies for the installation of offshore wind turbine substructures», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 170, p. 112951, dic. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112951.

[174] Z. Jiang, «Installation of offshore wind turbines: A technical review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110576, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110576.

[175] Tjeerd Braun (Visi3D), Offshore wind farm foundation installation, (30 de mayo de 2019). Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=45SZffFsc1w

[176] B. Baert, «Analysis of the Installation of a Series of Piles for Offshore Wind Turbine Foundations», University of Rostock, 2024. [En línea]. Disponible en: https://matheo.uliege.be/bitstream/2268.2/6136/1/BAERT%20%20Benjamin%20-%20%20URO%20%28Public%20Version%2C%20Feb%202014.pdf

[177] IRM Offshore and Marine Engineers IRMOME, Offshore Wind Energy Foundation Jacket Pile Grippers and Grout Seals, (15 de diciembre de 2020). Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=GizmY0r_Y2k

[178] FoundOcean, «Pile Grouting». Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.foundocean.com/what-we-do/13163275/pile-grouting/

[179] A. Cardoso, J. Leplat, N. Van Damme, y S. Raymackers, «Different jacket foundation installation methods for three offshore substations», Geotechnical Engineering Challenges to Meet Current and Emerging Needs of Society, sep. 2024, doi: 10.1201/9781003431749-555.

[180] BAUER Offshore Technologies, «St. Brieuc Offshore Windfarm». Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.bauer-offshore-technologies.com/en/st-brieuc-offshore-windfarm

[181] Acteon Group, Acteon | Drilled and Grouted Foundations for Offshore Wind, (5 de enero de 2024). Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=IwM0f0gjJt0

[182] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, y E. Bossanyi, *Wind energy handbook (2nd ed.)*, Second Edition. 2011. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/281688000_Wind_Energy_Handbook_Second_Edition

[183] Instituto Técnico de la Estructura en Acero, «SISTEMAS ESTRUCTURALES: PLATAFORMAS PETROLÍFERAS». [En línea]. Disponible en: https://www.webaero.net/ingenieria/estructuras/metalica/bibliografia_documentacion/itea/TOMO17.pdf

[184] Y. Peng, A. Tsouvalas, T. Stampoultzoglou, y A. Metrikine, «Study of the Sound Escape with the Use of an Air Bubble Curtain in Offshore Pile Driving», *J. Mar. Sci. Eng.*, vol. 9, n.º 2, Art. n.º 2, feb. 2021, doi: 10.3390/jmse9020232.

[185] RWE, «Vibrating instead of hammering: new research project investigates innovative installation technique for offshore foundations». Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.rwe.com/en/press/rwe-renewables/21-05-06-research-project-investigates-innovative-installation-technique-for-offshore-foundations/

[186] Acteon, «Driven Pile Installation Services», Acteon. Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://acteon.com/products-services/driven-pile-installation-services/

[187] Hitech Rlastomers ltd, «Hitech offshore jacket installation aids- pile grippers, diaphragm closures, grout seals, grout packer», (30 de abril de 2023). Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=845AZoQN9y8

[188] Sika Group, «Grouting of Offshore Substation». Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.sika.com/en/reference-projects/grouting-offshore-substation-germany.html

[189] Y. Kim, J. S. Lim, H. J. Kim, y S.-W. Choi, «A comprehensive review of foundation designs for fixed offshore wind turbines», *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.*, vol. 17, p. 100643, ene. 2025, doi: 10.1016/j.ijnaoe.2025.100643.

[190] «Ørsted. Our experience with suction bucket jacket foundations.» Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://orsted.com/-/media/www/docs/corp/com/our-business/wind-power/bucket-jacket_long-version.ashx?hash=bb12170bd01a84543af54599146637e5&la=en

[191] SPT Offshore, Dong Energy BKR01 Suction Bucket Jacket Installation Methodology by SPT Offshore, (29 de mayo de 2017). Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=3Cq-mkzqPnk

[192] B. Byrne y G. Houlsby, «Foundations for offshore wind turbines», *Philos. Transact. A Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 361, pp. 2909-30, ene. 2004, doi: 10.1098/rsta.2003.1286.

[193] Ørsted, «Suction bucket jacket foundations», Wind technologies. Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind/technology/suction-bucket-jacket-foundations

[194] DEME, «Wind Turbine Generator (WTG) foundations – SPT Offshore». Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.sptoffshore.com/wind-turbine-generator-wtg-foundations/

[195] DEME Group | Zwijndrecht. Accedido: 11 de abril de 2025. [En línea Video]. Disponible en: https://www.facebook.com/DEMEgroup

[196] D. Carrington, «“Suction bucket” lays new foundation for offshore wind», *The Guardian*, 22 de enero de 2013. Accedido: 15 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.theguardian.com/environment/2013/jan/22/suction-bucket-offshore-wind

[197] F. Masmoudi, W. Hachicha, y Z. Bouaziz, «A new feature-concept applied in cost estimation model for a weld assemblage: Additional Information», ResearchGate, ene. 2004, Accedido: 5 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/23543761_A_new_feature-concept_applied_in_cost_estimation_model_for_a_weld_assemblage_Additional_Information

[198] I. Tabernero, A. Paskual, P. Álvarez, y A. Suárez, «Study on Arc Welding Processes for High Deposition Rate Additive Manufacturing», *Procedia CIRP*, vol. 68, pp. 358-362, ene. 2018, doi: 10.1016/j.procir.2017.12.095.

[199] J. Häfele, R. R. Damiani, R. N. King, C. G. Gebhardt, y R. Rolfes, «A systematic approach to offshore wind turbine jacket predesign and optimization: geometry, cost, and surrogate structural code check models», *Wind Energy Sci.*, vol. 3, n.º 2, pp. 553-572, ago. 2018, doi: 10.5194/wes-3-553-2018.

[200] DNV Group, «DNVGL-OS-C201: Structural design of offshore units - WSD method», 2015.

[201] J. Tjaberings, S. Fazi, y E. Ursavas, «Evaluating operational strategies for the installation of offshore wind turbine substructures», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 170, p. 112951, dic. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112951.

[202] P. Yánez, «Estudio técnico-económico de parques eólicos marinos en Canarias», Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 2021. [En línea]. Disponible en: https://accedacris.ulpgc.es/bitstream/10553/111987/1/TFM_Pablo_Y%C3%A1nez_Rosales.pdf

[203] R. Quevedo Reina, «Implementation of ANN-based models to assist in the analysis and design of jacket foundations structures for offshore wind turbines», Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 2024. Accedido: 29 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://accedacris.ulpgc.es/jspui/handle/10553/132728

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ANEXO A

CÁLCULO DE GEOMETRÍAS

Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos

Autor:

Alonso de Miguel Quintana Quintana

Tutores:

Guillermo Manuel Álamo Meneses

Román Quevedo Reina

Curso 2024-2025

ANEXO A. CÁLCULO DE GEOMETRÍAS

A.1. Objeto

El objeto del presente documento es explicar el procedimiento seguido para la obtención de los parámetros de todos los elementos que componen la estructura de soporte tipo jacket a partir de las variables de diseño.

A.2. Datos de partida

Los parámetros principales que definen la geometría básica de una estructura tipo jacket incluyen, entre otros, la altura total de la estructura (H_{jck}). Se considera además que todos los pilotes que fijan la estructura al lecho marino son idénticos en forma y dimensiones, y están caracterizados por su longitud (L_{pilote}), diámetro exterior (D_{pilote}) y espesor (T_{pilote}). La forma troncopiramidal típica de este tipo de estructuras viene determinada por las distancias entre las patas en la base (d_{base}) y en la parte superior (d_{cima}), las cuales definen la apertura y la inclinación del entramado estructural.

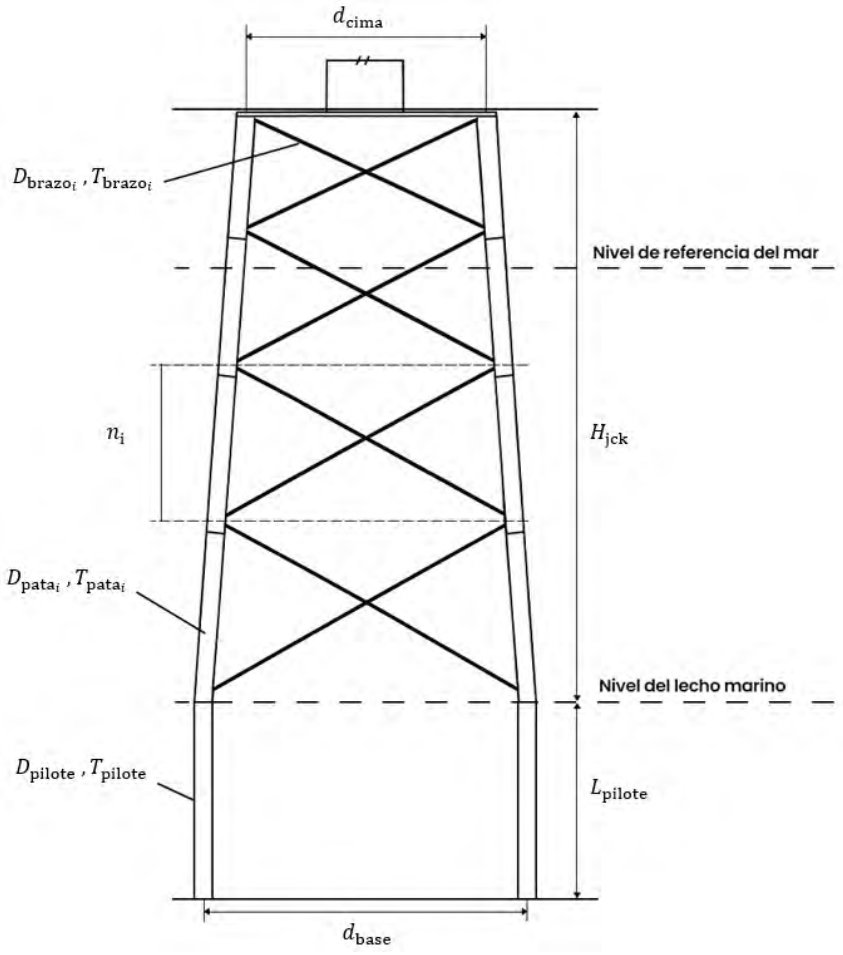

Figura A.1.- Variables de entrada.

Entre las variables discretas que definen la configuración del jacket, se encuentra el número de patas (n_{patas}), para el cual se han considerado tres posibles configuraciones: tres, cuatro y cinco patas; Así mismo, otra variable discreta importante es el número de niveles de arriostramiento (n_{niveles}), el cual puede variar desde dos hasta un máximo de diez niveles. Esta característica incide directamente en la rigidez global del sistema y en su comportamiento frente a cargas laterales.

En cuanto a las patas, se considera que su geometría puede variar a lo largo de la altura de la estructura, asignándoles un diámetro ($D_{\text{pata},i}$) y un espesor ($T_{\text{pata},i}$) específicos para cada nivel de arriostramiento. Se asume que todos los elementos de arriostramiento presentan una inclinación constante y que, dentro de cada nivel, mantienen una sección transversal uniforme. Esto implica que comparten el mismo diámetro ($D_{\text{brazo},i}$) y espesor $\left(T_{\text{brazo},i}\right)$ en cada nivel estructural.

En definitiva, las variables de diseño se presentan en la siguiente tabla.

Tabla A.1.- Descripción de las variables de diseño.

Parámetro	Descripción	Unidad
H_{jck}	Altura del jacket	m
n_{patas}	Número de patas	ud
n_{niveles}	Número de niveles de arriostramientos	ud
d_{base}	Separación de las patas en la base	m
d_{cima}	Separación de las patas en la base	m
D_{pilote}	Diámetro de los pilotes	m
T_{pilote}	Espesor de los pilotes	m
L_{pilote}	Longitud de los pilotes	m
$D_{\text{pata},i}$	Diámetro de la sección de la pata del nivel i	m
$T_{\text{pata},i}$	Espesor de la sección de la pata del nivel i	m
$D_{\text{brazo},i}$	Diámetro del arriostramiento (brazo) del nivel i	m
$T_{\text{brazo},i}$	Espesor del arriostramiento (brazo) del nivel i	m

A.3. Cálculo de las longitudes de las patas

A.3.1. Cálculo de la longitud total

Para calcular la longitud de las patas, se calcula la proyección de la altura del jacket en el plano definido por las patas (H'_{jck}). Para ello, primeramente, se calculan los radios de la circunferencia que forman la base y la cima de la estructura (ver Figura A.2). El ángulo de la separación entre las patas (ϑ) desde la vista cenital se expresa de la forma:

$$\vartheta = \frac{2\pi}{n_{\mathrm{patas}}} \tag{A.1}$$

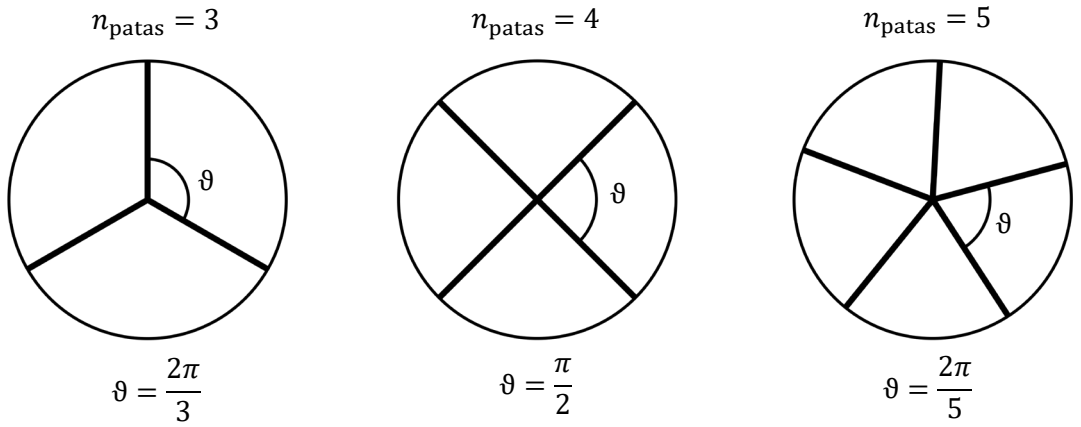

Figura A.2.- Ángulo de separación entre patas para tres, cuatro y cinco patas.

A continuación, se calcula el radio de la base (r_{base}) y de la cima (r_{cima}), mediante:

$$r_{\mathrm{base}} = \frac{d_{\mathrm{base}}}{2 \cdot \sin\left(\frac{\vartheta}{2}\right)} \tag{A.2}$$

$$r_{\mathrm{cima}} = \frac{d_{\mathrm{cima}}}{2 \cdot \sin\left(\frac{\vartheta}{2}\right)} \tag{A.3}$$

Finalmente, se calcula la longitud total de la pata (L_{pata}), es decir, la sumatoria de todas las secciones que forman la pata, aplicando el Teorema de Pitágoras al triángulo formado por la diferencia de los radios (Δr) y la altura del jacket.

$$\Delta r = r_{\mathrm{base}} - r_{\mathrm{cima}} \tag{A.4}$$

De esta manera se obtiene un triángulo rectángulo (ver Figura A.3).

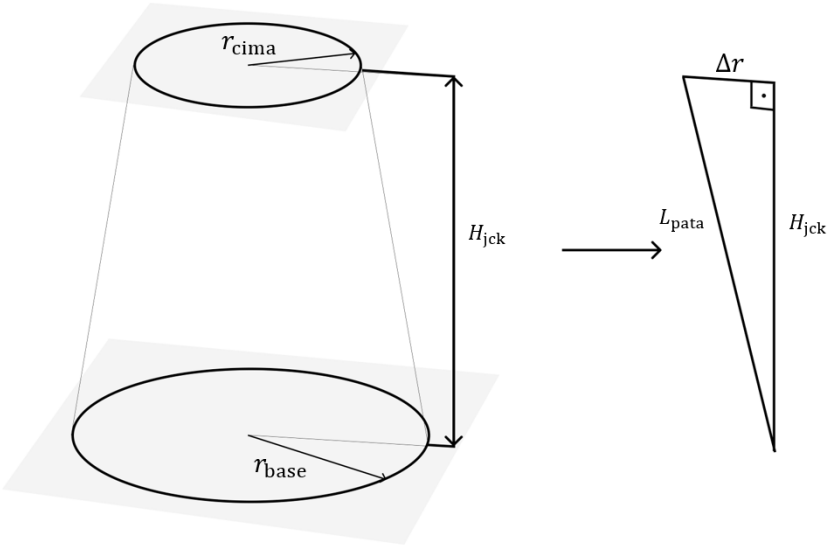

Figura A.3.- Cálculo de la longitud total de la pata.

Se calcula la longitud de la pata, como.

$$L_{\text{pata}} = \sqrt{H_{\text{jck}}{}^2 + \Delta r^2} \tag{A.5}$$

A.3.2. Cálculo de las longitudes parciales

Para el cálculo de las longitudes parciales de cada sección de pata ($L_{\text{pata},i}$) para cada nivel i, se realizan las siguientes operaciones.

Primeramente, se calcula la relación (q) de cada nivel de arriostramiento partiendo de que las inclinaciones son constantes.

$$q = \left(\frac{d_{\text{cima}}}{d_{\text{base}}}\right)^{\frac{1}{n_{\text{niveles}}}} \tag{A.6}$$

Por otro lado, se calcula la altura del jacket proyectada sobre el plano formado por las dos patas (ver Figura A.4) aplicando nuevamente el Teorema de Pitágoras en el triángulo rectángulo formado por el incremento de la separación de las patas (Δd) y la longitud total de la pata, calculada en la expresión A.5.

$$\Delta d = \frac{d_{\text{base}} - d_{\text{cima}}}{2} \tag{A.7}$$

$$H'_{\text{jck}} = \sqrt{L_{pata}{}^2 - \Delta d^2} \tag{A.8}$$

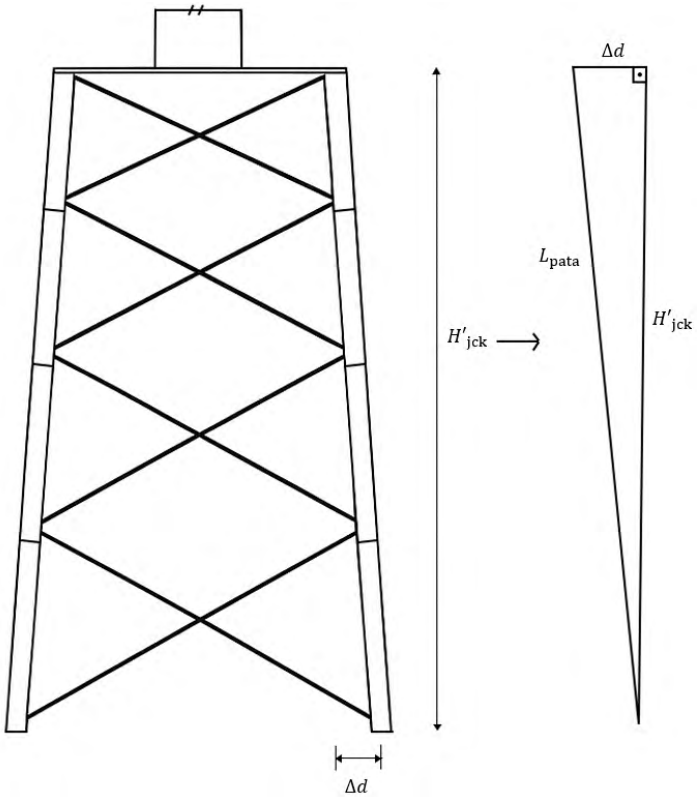

Figura A.4.- Cálculo de la altura proyectada del jacket.

La altura proyectada se puede expresar como la suma de las sumas parciales de las alturas proyectadas de los arriostramientos (H'_{brazo_i}) para n_{niveles}.

$$H'_{\text{jck}} = H'_{\text{brazo}_1} + H'_{\text{brazo}_2} + \cdots + H'_{\text{brazo}_{n_{\text{niveles}}}} \quad \text{(A.9)}$$

Cada altura parcial se puede expresar como la altura parcial del nivel anterior por la proporción entre arriostramientos.

$$H'_{\text{brazo}_{i+1}} = q \cdot H'_{\text{brazo}_i} \quad \text{(A.10)}$$

Sustituyendo en la ecuación A.9 y expresando todas las alturas en función del primer nivel y sacando factor común, se obtiene:

$$H'_{\text{jck}} = H'_{\text{brazo}_1} \cdot \left(q^{i-1} + \cdots + q^{n_{\text{br}}-1}\right) \quad \text{(A.11)}$$

Recuerde que la suma de una sucesión del tipo ($q^0 + q^1 + \cdots + q^{n_{\text{br}}-1}$) con razón $q < 1$ viene definida por el primer término computado (q^0) menos el primer término no computado ($q^{n_{\text{br}}-1+1}$) dividido por uno menos la razón (q).

$$H'_{\text{jck}} = H'_{\text{brazo}_1} \cdot \frac{q^0 - q^{n_{\text{br}}}}{1 - q} \tag{A.12}$$

Despejando la altura del primer brazo.

$$H'_{\text{brazo}_1} = H'_{\text{jck}} \cdot \frac{1 - q}{1 - q^{n_{\text{br}}}} \tag{A.13}$$

El resto de las alturas parciales se definen con la relación A.10. Teniendo las alturas parciales, se calcula la longitud de la pata a partir de la proporción de los triángulos (ver Figura A.5).

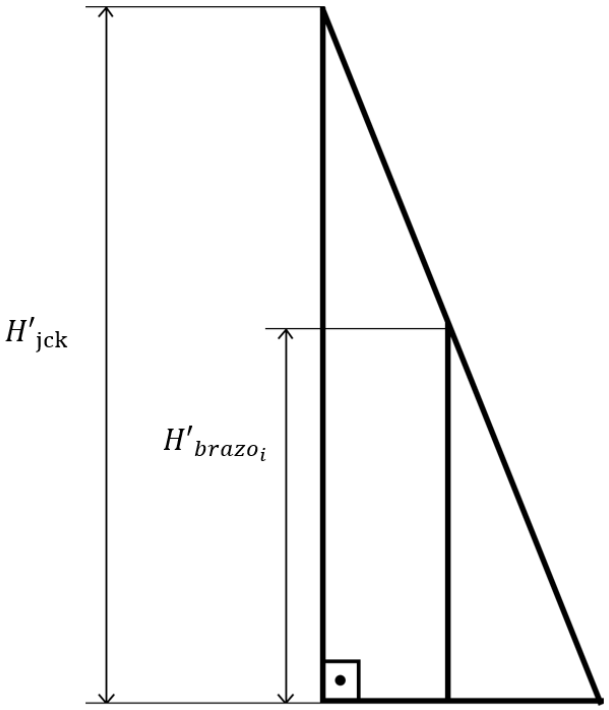

Figura A.5.- Proporción de triángulos rectángulos del triángulo formado por la altura total y la altura parcial del nivel i.

Matemáticamente, se resume con la siguiente expresión:

$$L_{\text{pata}_i} = L_{\text{pata}} \cdot \frac{H'_{\text{brazo}_i}}{H'_{\text{jck}}} \tag{A.14}$$

A.4. Cálculo de las longitudes de los brazos

La base del triángulo que forma el arrostramiento (ver Figura A.6) está compuesta por la distancia desde el centro geométrico del jacket al nodo inferior (d_i) y nodo superior (d_{i+1}):

$$d_i = q^{i-1} \cdot \frac{d_{\text{base}}}{2} \tag{A.15}$$

$$d_{i+1} = q^{i} \cdot \frac{d_{\text{base}}}{2} \tag{A.16}$$

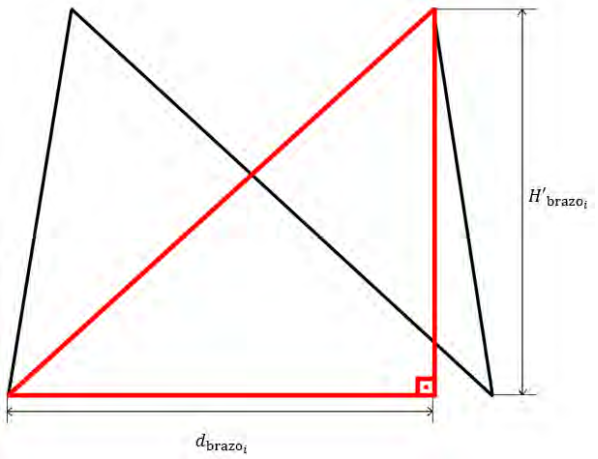

Figura A.6.- Distancias auxiliares para el cálculo de la longitud del arriostramiento i.

De esta manera, el cateto inferior (d_{brazo_i}), se corresponde con la suma de ambos.

$$d_{\text{brazo}_i} = d_i + d_{i+1} = q^{i-1} \cdot \frac{d_{\text{base}}}{2} + q^{i} \cdot \frac{d_{\text{base}}}{2} \tag{A.17}$$

Teniendo en cuenta la altura parcial del nivel, calculada con la expresión A.13 para el primer nivel y con la ecuación A.10 para el resto de los niveles, se obtiene un triángulo rectángulo (triángulo rojo de la Figura A.6) donde la hipotenusa se corresponde con la longitud del arriostramiento para ese nivel.

$$L_{\text{brazo}_i} = \sqrt{{H'_{\text{brazo}_i}}^2 + {d_{\text{brazo}_i}}^2} \tag{A.18}$$

A.5. Cálculo de los ángulos de inclinación

El ángulo de inclinación de los arriostramientos respecto la horizontal (θ_i de la) es constante para todos los niveles y se obtiene a partir de:

$$\theta_i = \text{arctg}\left(\frac{H'_{\text{brazo}_i}}{d_{\text{brazo}_i}}\right) \tag{A.19}$$

Por otro lado, la inclinación de la pata con respecto a la vertical (γ_i), también constante para todos los arriostramientos, se calcula a partir de:

$$\gamma_i = \text{arctg}\left(\frac{1}{2} \cdot \frac{d_{\text{brazo}_i} - d_{\text{brazo}_{i+1}}}{H'_{\text{brazo}_i}}\right) \quad \text{(A.20)}$$

Ambas inclinaciones se presentan en la Figura 4.4, que muestra la representación en el plano del arriostramiento.

De esta manera, se obtienen todas las dimensiones necesarias para realizar los cálculos correspondientes en la función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket. A modo de resumen, las variables calculadas que serán de utilizadas en la función de estimación de costes se presentan en la Tabla A.2.

Tabla A.2.- Resumen de las variables calculadas.

Parámetro	Descripción	Unidad
L_{pata_i}	Longitud de la sección de la pata del nivel i	m
L_{brazo_i}	Longitud del brazo del nivel i	m
H'_{brazo_i}	Altura peoyectada del brazo del nivel i	m
θ_i	Ángulo de inclinación del arriostramiento del nivel i respecto la horizontal (constante para todos los niveles)	º
γ_i	Ángulo de inclinación de la sección de la pata del nivel i (constante para todos los niveles)	º

Grado en Ingeniería en Organización Industrial

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ANEXO B

IMPLEMENTACIÓN EN MATLAB

Estudio de una función de estimación de costes de las estructuras de soporte tipo jacket para aerogeneradores marinos

Autor:

Alonso de Miguel Quintana Quintana

Tutores:

Guillermo Manuel Álamo Meneses

Román Quevedo Reina

Curso 2024-2025

ANEXO B. IMPLEMENTACIÓN EN MATLAB

B.1. Código para la configuración de las constantes de la estimación de costes

```
% Crear estructura 'data'
data = struct();

%                                   BLOQUE 1
%********************VECTORES NORMALIZADOS INTERPOLADOS******************
% Espesor nominal (m)
D_nom = [0.0213, 0.0269, 0.0337, 0.0424, 0.0483, 0.0603, 0.0761, 0.0889,
0.1016, 0.1143, ...
    0.1397, 0.1683, 0.1778, 0.1937, 0.2191, 0.2445, 0.2730, 0.3239, 0.3556,
0.4064, ...
    0.4570, 0.5080, 0.6100, 0.7110, 0.7620, 0.8130, 0.9140, 1.0160, 1.0670,
1.1180, 1.219];

% Espesor mínimo (m)
T_min = [0.0023, 0.0023, 0.0026, 0.0026, 0.0026, 0.0026, 0.0026, 0.0032,
0.0032, 0.0040, ...
    0.0040, 0.0050, 0.0050, 0.0050, 0.0050, 0.0050, 0.0050, 0.0063, 0.0063,
0.0063, ...
    0.0063, 0.0063, 0.0063, 0.0063, 0.0080, 0.0080, 0.0080, 0.0100, 0.0100,
0.0100, 0.0100];

% Espesor máximo (m)
T_max = [0.0032, 0.0032, 0.0040, 0.0050, 0.0063, 0.0063, 0.0080, 0.0100,
0.0125, 0.0125, ...
    0.0125, 0.0160, 0.0160, 0.0200, 0.0200, 0.0250, 0.0300, 0.0300, 0.0300,
0.0400, ...
    0.0400, 0.0500, 0.0500, 0.0600, 0.0500, 0.0300, 0.0300, 0.0300, 0.0300,
0.0250, 0.025];

Di=min(D_nom):0.0001:max(D_nom);
Ti_min = interp1(D_nom, T_min, Di, 'nearest');
Ti_max = interp1(D_nom, T_max, Di, 'nearest');

%                                   BLOQUE 2
%************************NÚMERO DE SOLDADURAS*****************************
n_XX_patas_A=2;
n_XX_brazos_A=8;
n_XX_A=n_XX_patas_A+n_XX_brazos_A;

n_XY_patasbrazos_A=4;
n_XY_brazos_A=2;
n_XY_A=n_XY_patasbrazos_A+n_XY_brazos_A;

n_soldaduras_A=n_XY_A+n_XX_A;

n_XX_patas_B=1;
n_XX_B=n_XX_patas_B;

n_XY_patasbrazos_B=4;
n_XY_brazos_B=2;
n_XY_B=n_XY_patasbrazos_B+n_XY_brazos_B;
```

```
n_soldaduras_B=n_XY_B+n_XX_B;

%                                BLOQUE 3
%***********************CONFIGURAR 'data.mat'*****************************
% Subestructura c1
data.c1.rho      = 7850;     % densidad [kg/m3]
data.c1.Dnom     = Di;       % Interpolación diámetros normalizados [mm]
data.c1.Tnom_min  = Ti_min;   % Interpolación espesores mínimos normalizados
[mm]
data.c1.Tnom_max   = Ti_max;   % Interpolación espesores máximos normalizados
[mm]
data.c1.c_ptn    = 1.9700;   % coste de perfil tubular normalizado [€/kg]
data.c1.c_ptbd   = 2.3700;   % coste de perfil tubular bajo demanda [€/kg]

% Subestructura c2_RS
data.c2_RS.alpha         = 5.3333e+03;    % Tiempo por volumen de soldadura
[h/m^3]
data.c2_RS.t0            = 0.003;         % Espesor de la raiz de soldadura
data.c2_RS.n_XX_patas_A  = n_XX_patas_A;  % Número de soldaduras X-X de patas
de A
data.c2_RS.n_XX_brazos_A = n_XX_brazos_A; % Número de soldaduras X-X de
brazos de A
data.c2_RS.n_XX_patas_B  = n_XX_patas_B;  % Número de soldaduras X-X de patas
de B
data.c2_RS.c_mo          = 23.4100;       % Coste de mano de obra [€/h]
data.c2_RS.c_ma          = 3.4200;        % Coste de equipos auxiliares [€/h]

% Subestructura c2v_INV
data.c2_INV.c_inv           = 11.4200;        % Coste de inspacción visual
[€/ud]
data.c2_INV.n_soldaduras_A  = n_soldaduras_A; % Número de soldaduras por
nivel de A
data.c2_INV.n_soldaduras_B  = n_soldaduras_B; % Número de soldaduras por
nivel de B

% Subestructura c2_END
data.c2_END.c_end_pm   = 38.7400;        % Coste de E. particulas magnéticas
[€/ud]
data.c2_END.c_end_rd   = 56.4900;        % Coste de E. radiografía [€/ud]
data.c2_END.c_end_ut   = 38.7400;        % Coste de E. ultrasonicos [€/ud]
data.c2_END.n_XX_A     = n_XX_A;         % Número de soldaduras X-X de A
data.c2_END.n_XY_A     = n_XY_A;         % Número de soldaduras X-Y de A
data.c2_END.n_XX_B     = n_XX_B;         % Número de soldaduras X-X de B
data.c2_END.n_XY_B     = n_XY_B;         % Número de soldaduras X-Y de B

% Subestructura c3_P
data.c3_P.c_p    = 14.1600;       % Coste preparación de la superficie
[€/m^2]

% Subestructura c3_R
data.c3_R.LAT             = 50;       % Altura de la marea [m]
data.c3_R.H_ola_s         = 6.6;      % Altura de ola significativa [m]
data.c3_R.ENPS_ep_CxIm    = 450;      % Espesor de la capa de epoxi de CxIm
[micras]
data.c3_R.ENPS_pol_CxIm   = 60;       % Espesor de la capa de poliuretano de
CxIm [micras]
data.c3_R.ENPS_ep_Im2Im4  = 450;      % Espesor de la capa de epoxi de Im2Im4
[micras]
```

```
data.c3_R.ENPS_ep_Im3     = 800;      % Espesor de la capa de epoxi de Im3
[micras]
data.c3_R.c_ep            = 23.1000;  % Coste pintura epóxica [€/m^2]
data.c3_R.c_pol           = 12.0200;  % Coste pintura poliuretano [€/m^2]

% Subestructura c3_PC
data.c3_PC.c_a       = 5;       % Coste de cada ánodo [€/ánodo]
data.c3_PC.u         = 0.8500;  % Factor de utilización
data.c3_PC.i_d       = 0.0700;  % Intensidad de corriente media recomendada
[A]
data.c3_PC.t_f       = 50;      % Vida útil de la estructura
data.c3_PC.E         = 2000;    % Capacidad electroquímica de diseño [Ah/kg]
data.c3_PC.m_an      = 294;     % Masa de cada ánodo [kg/ánodo]

% Subestructura c4
data.c4.lambda_A   = 1.128;    % Coeficiente de ensamblaje A
data.c4.lambda_B   = 0.7500;   % Coeficiente de ensamblaje B

% Subestructura c_6
data.c6.t_carga          = 2.5000;  % Tiempo de carga de uncomponente [h]
data.c6.t_inst_plantilla      = 4;       % Tiempo de instalación de plantilla
[h]
data.c6.t_inst_pilote     = 3;       % Tiempo de instalación de un pilote [h]
data.c6.t_hinc_pilote     = 1.5000;  % Tiempo de hincado de un pilote [h]
data.c6.t_desm_plantilla    = 2;       % Tiempo de desmontar la plantilla [h]
data.c6.t_inst_jacket   = 6;       % Tiempo de instalación del jacket [h]
data.c6.t_grout         = 3;       % Tiempo del grouting [h]
data.c6.c_mov_emb         = 0;       % Coste de movilización de la
embarcación [€]
data.c6.f_correc_met    = 1.2000;  % Factor de corrección meteorológico
data.c6.c_diario_emb        = 162500;  % Coste diario de embarcación [€/day]

save('data.mat', 'data');
```

B.2. Código para el cálculo de la estimación de costes

```
%%
clc
clear
clf

% ************************************************************************
%                     IMPORTAR DATOS DEL resultados.mat (x)'
% ************************************************************************

% Importando archivo " resultados.mat "
inputs = load('resultados.mat'); % Importa el archivo con las variables de
diseño

[n_jackets , n_parametros] = size(inputs.T);


% ************************************************************************
%                        IMPORTAR DATOS DEL data.mat
% ************************************************************************
% Importando archivo .mat "resultados.mat"
load('data.mat'); % Importa el archivo con las constantes

%---------------------------- DATOS C1 -----------------------------------
rho       = data.c1.rho;      % Densidad [kg/m3]
Dnom      = data.c1.Dnom;     % Interpolación diámetros normalizados [mm]
Tnom_min  = data.c1.Tnom_min;  % Interpolación espesores mínimos normalizados
[mm]
Tnom_max  = data.c1.Tnom_max;  % Interpolación espesores máximos normalizados
[mm]
c_ptn     = data.c1.c_ptn;    % Coste de perfil tubular normalizado [€/kg]
c_ptdb    = data.c1.c_ptbd;   % Coste de perfil tubular bajo demanda [€/kg]

%---------------------------- DATOS C2.RS --------------------------------
alpha         = data.c2_RS.alpha;          % Tiempo por volumen de soldadura
[h/m^3]
t0            = data.c2_RS.t0;            % Espesor de la raiz de soldadura
n_XX_patas_A  = data.c2_RS.n_XX_patas_A;  % Número de soldaduras X-X de patas
de A
n_XX_brazos_A = data.c2_RS.n_XX_brazos_A; % Número de soldaduras X-X de
brazos de A
n_XX_patas_B  = data.c2_RS.n_XX_patas_B;  % Número de soldaduras X-X de patas
de B
c_mo          = data.c2_RS.c_mo;          % Coste de mano de obra [€/h]
c_ma          = data.c2_RS.c_ma ;         % Coste de maquinaria auxiliares
[€/h]

%---------------------------- DATOS C2.INV -------------------------------
c_inv           = data.c2_INV.c_inv ;          % Coste de inspacción visual
[€/ud]
n_soldaduras_A  = data.c2_INV.n_soldaduras_A ; % Número de soldaduras por
nivel de A
n_soldaduras_B  = data.c2_INV.n_soldaduras_B;  % Número de soldaduras por
nivel de B

%---------------------------- DATOS C2.NDT -------------------------------
```

```
c_end_pm   = data.c2_END.c_end_pm;    % Coste de E. particulas magnéticas
[€/ud]
c_end_rd   = data.c2_END.c_end_rd;    % Coste de E. radiografía [€/ud]
c_end_ut   = data.c2_END.c_end_ut;    % Coste de E. ultrasonicos [€/ud]
n_XX_A     = data.c2_END.n_XX_A;      % Número de soldaduras X-X de A
n_XY_A     = data.c2_END.n_XY_A;      % Número de soldaduras X-Y de A
n_XX_B     = data.c2_END.n_XX_B;      % Número de soldaduras X-X de B
n_XY_B     = data.c2_END.n_XY_B;      % Número de soldaduras X-Y de B

%----------------------------- DATOS C3.P --------------------------------
c_p    = data.c3_P.c_p;       % Coste preparación de la superficie [€/m^2]

%----------------------------- DATOS C3.R --------------------------------
LAT             = data.c3_R.LAT ;           % Altura de la marea [m]
H_ola_s         = data.c3_R.H_ola_s;        % Altura de ola significativa [m]
ENPS_ep_CxIm    = data.c3_R.ENPS_ep_CxIm;   % SNPS de epoxi de CxIm [micras]
ENPS_pol_CxIm   = data.c3_R.ENPS_pol_CxIm;  % SNPS de poliuretano de CxIm
[micras]
ENPS_ep_Im2Im4  = data.c3_R.ENPS_ep_Im2Im4; % SNPS de epoxi de Im2Im4
[micras]
ENPS_ep_Im3     = data.c3_R.ENPS_ep_Im3;    % SNPS de epoxi de Im3 [micras]
c_ep            = data.c3_R.c_ep;           % Coste pintura epóxica [€/m^2]
c_pol           = data.c3_R.c_pol;          % Coste pintura poliuretano
[€/m^2]

%----------------------------- DATOS C3.CP -------------------------------
c_a       = data.c3_PC.c_a;  % Coste de cada ánodo [€/ánodo]
u         = data.c3_PC.u;    % Factor de utilización
i_d       = data.c3_PC.i_d;  % Intensidad de corriente media recomendada [A]
t_f       = data.c3_PC.t_f;  % Vida útil de la estructura
E         = data.c3_PC.E ;   % Capacidad electroquímica de diseño [Ah/kg]
m_an      = data.c3_PC.m_an; % Masa de cada ánodo [kg/ánodo]

%----------------------------- DATOS C4 ----------------------------------
lambda_A          = data.c4.lambda_A;   % Coeficiente de ensamblaje A
lambda_B          = data.c4.lambda_B;   % Coeficiente de ensamblaje B

%----------------------------- DATOS C6 ----------------------------------
t_carga          = data.c6.t_carga;         % t de carga de uncomponente [h]
t_inst_plantilla = data.c6.t_inst_plantilla;% t de instalación de plantilla
[h]
t_inst_pilote    = data.c6.t_inst_pilote ;  % t de instalación de un pilote
[h]
t_hinc_pilote    = data.c6.t_hinc_pilote;   % t de hincado de un pilote [h]
t_desm_plantilla = data.c6.t_desm_plantilla;% t de desmontar la plantilla [h]
t_inst_jacket    = data.c6.t_inst_jacket;   % t de instalación del jacket [h]
t_grout          = data.c6.t_grout;         % t del grouting [h]
c_mov_emb        = data.c6.c_mov_emb;       % Coste de movilización [€]
f_correc_met     = data.c6.f_correc_met;    % Factor de corrección
meteorológico
c_diario_emb     = data.c6.c_diario_emb;    % Coste diario de embarcación
[€/day]

% *********************************************************************
%        FUNCIÓN 'EXTRAER PARÁMETROS DE LOS JACKETS DEL .mat (x)'
% *********************************************************************
function [n_leg, n_br, D_pile, T_pile, L_pile, D_leg, T_leg, L_leg, D_br, ...
    T_br, L_br, theta, gamma, psi, h_LZS, h_ns, h_ns1, S_sumergida,
S_parcial, ...
```

```
    S_aire] = prmt_jacket(m_jacket, inputs, LAT, H_ola_s)

% Parámetros de entrada H_jck, n_leg, S_top, S_base, n_br
H_jck   = inputs.T.H_jck(m_jacket);      % Altura del jacket [m]
n_leg   = inputs.T.n_leg(m_jacket);      % Nº de patas
n_br    = inputs.T.n_br(m_jacket);      % Nº de arriostramientos
S_top   = inputs.T.S_top(m_jacket);      % Separación superior [m]
S_base  = inputs.T.S_base(m_jacket);      % Separación en base [m]
D_pile  = inputs.T.D_pile(m_jacket);      % diámetro pile [m]
T_pile  = inputs.T.T_pile(m_jacket);      % espesor pile [mm]
L_pile  = inputs.T.L_pile(m_jacket);     % longitud pile [m]

%Se extraen los valores de los diámetros (D_leg) y espesores (T_leg) de las
patas
    %Se extrae la columna donde empiezan a describirse los D_leg
colIndex_min = find(strcmp(inputs.T.Properties.VariableNames, 'D_leg1'));
    %Se extrae la columna máxima a partir del máximo n_br-1 (9)
colIndex_max = colIndex_min + 2*(9);
j=0;
for i=colIndex_min:2:colIndex_max
    j=j+1;
    k=i+1;
    D_aux(1, j)   = inputs.T{m_jacket, i};      % diámetro pata [m]
    T_aux(1, j)   = inputs.T{m_jacket, k};      % espesor pata [mm]
end

D_leg = array2table(D_aux, 'VariableNames', {'D_leg1', 'D_leg2', 'D_leg3',...
    'D_leg4','D_leg5','D_leg6','D_leg7','D_leg8','D_leg9','D_leg10'});
T_leg = array2table(T_aux, 'VariableNames', {'T_leg1', 'T_leg2', 'T_leg3',...
    'T_leg4','T_leg5','T_leg6','T_leg7','T_leg8','T_leg9','T_leg10'});


%Se extraen los valores de los diámetros (D_br) de n_br arriostramientos
    %Se extrae la columna donde empiezan a describirse los D_br
colIndex_min = find(strcmp(inputs.T.Properties.VariableNames, 'D_br1'));
    %Se extrae la columna máxima a partir del máximo n_br-1 (9)
colIndex_max = colIndex_min + 2*(9);
j=0;
for i=colIndex_min:2:colIndex_max
    j=j+1;
    k=i+1;
    D_aux(1, j)   = inputs.T{m_jacket, i};      % diámetro brazo [m]
    T_aux(1, j)   = inputs.T{m_jacket, k};      % espesor brazo [mm]
end

D_br = array2table(D_aux, 'VariableNames', {'D_br1', 'D_br2', 'D_br3',...
    'D_br4','D_br5','D_br6','D_br7','D_br8','D_br9','D_br10'});
T_br = array2table(T_aux, 'VariableNames', {'T_br1', 'T_br2', 'T_br3',...
    'T_br4','T_br5','T_br6','T_br7','T_br8','T_br9','T_br10'});

clear D_aux
clear T_aux


% ------------------------------------------------------------------------
%                 CÁLCULO DE GEOMETRÍAS DE LOS JACKETS
% ------------------------------------------------------------------------
% Longitud pata total -------------------------------------
r_top=S_top/(2*sinpi(1/n_leg));
```

```
r_base=S_base/(2*sinpi(1/n_leg));
%pitágoras de la altura e incremento de la base
L_Tleg=sqrt(H_jck^2+((r_top-r_base))^2);

% Longitud del primer arriostramiento ------------------------

% Razón geométrica q
q = (S_top / S_base)^(1/n_br);

% Altura proyectada (plano)
H_proj = sqrt((L_Tleg)^2-((S_base-S_top)/2)^2);

% Altura del primer arriostramiento H_br1
H_br = (H_proj * (1 - q))/ (1 - q^n_br);

% Salto horizontal del primer arriostramiento S_br1
S_br(1) = (S_base/2)*(1 + q);

%Longitud del primer arriostramiento L_br1
L_br_aux=zeros(1,10);
L_br_aux(1, 1) = sqrt(H_br(1)^2 + S_br(1)^2);
theta(1,1)=atand((H_br(1))/(S_br(1)));
gamma(1,1)=atand(((S_base/2)-((S_base/2)*q))/(H_br(1)));
psi(1,1)=90-theta(1,1)-gamma(1,1);
psi(1,1)=90-theta(1, 1)-gamma(1,1);
psi(3,1)=2* theta(1, 1);
psi(2,1)=180-psi(1, 1)-psi(3,1);

% Longitud del resto de arriostramientos ------------------------
for i=2:n_br
    H_br(1,i)=q^(i-1)*H_br(1);
    S_br(1,i)=(S_base/2)*(q^(i-1) + q^(i));
    L_br_aux(1,i)=sqrt(H_br(i)^2+S_br(i)^2);
    theta(1,i)=atand((H_br(1, i))/(S_br(1, i)));
    gamma(1,i)=atand(((S_base/2)*(q^(i-1)-q^(i)))/(H_br(1,i)));
    psi(1,i)=90-theta(1,i)-gamma(1,i);
    psi(3,i)=2* theta(1,i);
    psi(2,i)=180-psi(1, i)-psi(3,i);
end
L_br = array2table(L_br_aux, 'VariableNames', {'L_br1', 'L_br2', 'L_br3', ...
    'L_br4','L_br5','L_br6','L_br7','L_br8','L_br9','L_br10'});

% Longitud de las patas por partes --------------------------------------
L_leg_aux=zeros(1, 10);
for i=1:n_br
    L_leg_aux(1, i)=L_Tleg*H_br(i)/H_proj;
end
L_leg = array2table(L_leg_aux, 'VariableNames', {'L_leg1', 'L_leg2',
'L_leg3',...
    'L_leg4','L_leg5','L_leg6','L_leg7','L_leg8','L_leg9','L_leg10'});

clear L_br_aux

% -------------------------------------------------------------------------
%                           CÁLCULO N SUMERGIDOS
% -------------------------------------------------------------------------
LZS=LAT+(H_ola_s*0.4);
h_LZS=(H_proj/H_jck)*LZS;
```

```
i=0;
resultado=0;
while resultado < h_LZS
    i=i+1;
    suma=0;
    for j=1:i;
        suma=suma+(H_br(j)*gamma(1,j));
    end
    resultado=suma;
end
niv_sumergidos=i-1;

% ------------------------------------------------------------------------
%                           CÁLCULO DE ALTURAS
% ------------------------------------------------------------------------
% Altura superior de niveles sumergidos
h_ns=0;
for j=1:niv_sumergidos;
    h_ns=h_ns+(H_br(j)*gamma(1,j));
end

% Altura de nivel que pasa el nivel del mar
h_ns1=0;
for j=1:niv_sumergidos+1;
    h_ns1=h_ns1+(H_br(j)*gamma(1,j));
end


% ------------------------------------------------------------------------
%                             CÁLCULO SUPERFICIES
% ------------------------------------------------------------------------
S_sumergida=0;
for i=1:niv_sumergidos

S_sumergida=S_sumergida+pi*((2*D_leg{1,i}*L_leg{1,i})+(D_br{1,i}*L_br{1,i}));
end

S_parcial=0;
for i=niv_sumergidos+1
    S_parcial=S_parcial+pi*((2*D_leg{1,i}*L_leg{1,i})+(D_br{1,i}*L_br{1,i}));
end

S_aire=0;
if  niv_sumergidos+1 < 0
    for i=niv_sumergidos+2:n_br
        S_aire=S_aire+pi*((2*D_leg{1,i}*L_leg{1,i})+(D_br{1,i}*L_br{1,i}));
    end
end
end

% ************************************************************************

for j=1:n_jackets;

        [n_patas, n_niveles, D_pilote, T_pilote, L_pilote, D_seccionpata, ...
            T_seccionpata, L_seccionpata, D_brazo, T_brazo, L_brazo, theta,
...
            gamma, psi, h_LZS, h_ns, h_ns1, S_sumergida, S_parcial, ...
            S_aire] = prmt_jacket(j, inputs, LAT, H_ola_s);
```

```
    %
**************************************************************************
    %                           C1- COSTES DE MATERIAL
    %
**************************************************************************

    % ----------------          Cálculo de volúmenes      --------------------
--
    Vol_ptn(j,1)=0;
    Vol_ptbd(j,1)=0;

    % Volumen Pilotes ------------------------------------------------------
    n_pilotes_ptn(j,1)=0;
    n_pilotes_ptbd(j,1)=0;
    if (min(Dnom)) <= D_pilote && D_pilote <= (max(Dnom))
        idx = find(round(Dnom, 4)==round(D_pilote, 4));
        if (Tnom_min(idx)) <= T_pilote && T_pilote <= (Tnom_max(idx))
            Vol_ptn(j,1)=Vol_ptn(j,1)+(n_patas*L_pilote*pi*((D_pilote*...
                (T_pilote)-(T_pilote)^2)));
            n_pilotes_ptn(j,1)=n_pilotes_ptn(j,1)+4;
        else
            Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(n_patas*L_pilote*pi*((D_pilote*...
                (T_pilote)-(T_pilote)^2)));
            n_pilotes_ptbd(j,1)=n_pilotes_ptbd(j,1)+4;
        end
    else
        Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(n_patas*L_pilote*pi*((D_pilote*...
            (T_pilote)-(T_pilote)^2)));
        n_pilotes_ptbd(j,1)=n_pilotes_ptbd(j,1)+4;
    end

    % Volumen Patas --------------------------------------------------------
    n_patas_ptn(j,1)=0;
    n_patas_ptbd(j,1)=0;
    for i=1:n_niveles
        if (min(Dnom)) <= D_seccionpata{1,i} && D_seccionpata{1,i} <=
(max(Dnom))
            idx = find(round(Dnom, 4)==round(D_seccionpata{1,i}, 4));
            if (Tnom_min(idx)) <= T_seccionpata{1,i} && T_seccionpata{1,i} <=
(Tnom_max(idx))

Vol_ptn(j,1)=Vol_ptn(j,1)+(n_patas*L_seccionpata{1,i}*pi*((...
                    D_seccionpata{1,i}*(T_seccionpata{1,i})-
(T_seccionpata{1,i})^2)));
                n_patas_ptn(j,1)=n_patas_ptn(j,1)+4;
            else

Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(n_patas*L_seccionpata{1,i}*pi*((...
                    D_seccionpata{1,i}*(T_seccionpata{1,i})-
(T_seccionpata{1,i})^2)));
                n_patas_ptbd(j,1)=n_patas_ptbd(j,1)+4;
            end
        else
            Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(n_patas*L_seccionpata{1,i}*pi*((...
                D_seccionpata{1,i}*(T_seccionpata{1,i})-
(T_seccionpata{1,i})^2)));
            n_patas_ptbd(j,1)=n_patas_ptbd(j,1)+4;
        end
```

```
    end

    % Volumen Arriostramientos ------------------------------------------
    n_brazos_ptn(j,1)=0;
    n_brazos_ptbd(j,1)=0;
    for i=1:n_niveles
        if (min(Dnom)) <= D_brazo{1,i} && D_brazo{1,i} <= (max(Dnom))
            idx = find(round(Dnom, 4)==round(D_brazo{1,i}, 4));
            if (Tnom_min(idx)) <= T_brazo{1,i} && T_brazo{1,i} <=
(Tnom_max(idx))
                Vol_ptn(j,1)=Vol_ptn(j,1)+(2*n_patas*L_brazo{1,i}*pi*((...
                    D_brazo{1,i}*(T_brazo{1,i})-(T_brazo{1,i})^2)));
                n_brazos_ptn(j,1)=n_brazos_ptn(j,1)+2;
            else

Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(2*n_patas*L_brazo{1,i}*pi*((D_brazo{1,i}*...
                    (T_brazo{1,i})-(T_brazo{1,i})^2)));
                n_brazos_ptbd(j,1)=n_brazos_ptbd(j,1)+2;
            end
        else

Vol_ptbd(j,1)=Vol_ptbd(j,1)+(2*n_patas*L_brazo{1,i}*pi*((D_brazo{1,i}*...
                (T_brazo{1,i})-(T_brazo{1,i})^2)));
            n_brazos_ptbd(j,1)=n_brazos_ptbd(j,1)+2;
        end
    end

    % Comprobar masa total ----------------------------------------------
    vol_T(j,1)=Vol_ptn(j,1)+Vol_ptbd(j,1);
    mass_T(j,1)=rho*vol_T(j,1);
    num(j,1)=j;

    % Cálculo relación volumen ptn/ptbd ---------------------------------
    r_Vol(j,1)=(Vol_ptn(j,1))/(Vol_ptbd(j,1));

    % Cálculo relación volumen ptn/ptbd ---------------------------------
    n_ptn(j,1)=n_pilotes_ptn(j,1)+n_patas_ptn(j,1)+n_brazos_ptn(j,1);
    n_ptbd(j,1)=n_pilotes_ptbd(j,1)+n_patas_ptbd(j,1)+n_brazos_ptbd(j,1);
    r_ptn_ptbd(j,1)=(n_ptn(j,1))/(n_ptbd(j,1));


    %                      FUNCIÓN COSTES MATERIAL (C1)
    % -------------------------------------------------------------------
    C1(j,1)=rho*((c_ptn*Vol_ptn(j,1))+(c_ptdb*Vol_ptbd(j,1)));

    % ********************************************************************
    %                           C2- COSTES DE SOLDADURA
    % ********************************************************************

    %               FUNCIÓN COSTES UNIONES SOLDADAS (C2_RS)
    % -------------------------------------------------------------------
    Aux_sold_A=0;
    for i=1:n_niveles
        Aux_2_A=0;
        for k=1:3
            A_s_brazo=((T_brazo{1,i})^2)+(t0*(T_brazo{1,i}));
            Aux_2_A=Aux_2_A+(2*A_s_brazo*D_brazo{1,i}*sqrt(1/(2*sind(...
                psi(k,i))^2) + 1/2));
        end
```

```
        A_s_pata=((T_seccionpata{1,i})^2)+(t0*(T_seccionpata{1,i}));
        Aux_sold_A=Aux_sold_A+Aux_2_A+(n_XX_patas_A*D_seccionpata{1,i}*...
            A_s_pata)+(n_XX_brazos_A*D_brazo{1,i}*A_s_brazo);
    end
    C2_RS_A(j,1)=n_patas*n_niveles*pi*alpha*(c_mo+c_ma)*Aux_sold_A;


    Aux_sold_B=0;
    for i=1:n_niveles
        Aux_2_B=0;
        for k=1:3
            A_s_brazo=((T_brazo{1,i})^2)+(t0*(T_brazo{1,i}));
            Aux_2_B=Aux_2_B+(2*A_s_brazo*D_brazo{1,i}*sqrt(1/(2*sind(...
                psi(k,i))^2)+1/2));
        end
        A_s_pata=((T_seccionpata{1,i})^2)+(t0*(T_seccionpata{1,i}));
        Aux_sold_B=Aux_sold_B+Aux_2_B+(n_XX_patas_B*D_seccionpata{1,i}*...
            A_s_pata);
    end
    C2_RS_B(j,1)=n_patas*n_niveles*pi*alpha*(c_mo+c_ma)*Aux_sold_B;

    %             FUNCIÓN COSTES INSPECCIONES VISUALES (C2_INV)
    % ------------------------------------------------------------------------
    C2_INV_A(j,1)=c_inv*n_patas*n_niveles+n_soldaduras_A;
    C2_INV_B(j,1)=c_inv*n_patas*n_niveles+n_soldaduras_B;


    %             FUNCIÓN COSTES ENSAYOS NO DESTURCTIVOS (C2_END)
    % ------------------------------------------------------------------------
    C2_END_A(j,1)=n_patas*n_niveles*((c_end_pm*n_soldaduras_A)+(c_end_rd*...
        n_XX_A)+(c_end_ut*n_XY_A));
    C2_END_B(j,1)=n_patas*n_niveles*((c_end_pm*n_soldaduras_B)+(c_end_rd*...
        n_XX_B)+(c_end_ut*n_XY_B));

    %*******************COSTES TOTALES SOLDADRURA (C2)*******************
    % ------------------------------------------------------------------------
    C2_A(j,1)=C2_RS_A(j,1)+C2_INV_A(j,1)+C2_END_A(j,1);
    C2_B(j,1)=C2_RS_B(j,1)+C2_INV_B(j,1)+C2_END_B(j,1);

    % ************************************************************************
    %                    C3- COSTES DE PROTECCIÓN ANTICORROSION
    % ************************************************************************

    %            FUNCIÓN COSTES PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE (C3_P)
    % ------------------------------------------------------------------------
    aux_s_brazos  = 0;  %variable auxiliar para calcular la superficie de los
brazos
    aux_s_patas = 0;    %variable auxiliar para calcular la superficie de las
patas

    for i=1:n_niveles;
        aux_s_patas = aux_s_patas + (D_seccionpata{1,i}*L_seccionpata{1,i});
    end

    for i=1:n_niveles;
        aux_s_brazos = aux_s_brazos + (D_brazo{1,i}*L_brazo{1,i});
    end
```

```
C3_P(j,1)=c_p*pi*n_patas*((D_pilote*L_pilote)+aux_s_patas+2*aux_s_brazos);


    %        FUNCIÓN COSTES DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO (C3_R)
    % ------------------------------------------------------------------

    C3_R_CxIm(j,1)=n_patas*((S_aire+((h_ns1-h_LZS)/(h_ns1-
h_ns))*S_parcial)*...
        ((c_ep*(ENPS_ep_CxIm/100))+(c_pol*(ENPS_pol_CxIm/100))));
    C3_R_Im4(j,1)=n_patas*((S_sumergida+((1-((h_ns1-h_LZS)/(h_ns1-h_ns)))*...
        S_parcial))*(c_ep*(ENPS_ep_Im2Im4/100)));
    C3_R_Im3(j,1)=pi*n_patas*D_pilote*L_pilote*(c_ep*(ENPS_ep_Im3/100));

    C3_R(j,1)=C3_R_CxIm(j,1)+C3_R_Im4(j,1)+C3_R_Im3(j,1);

    %             FUNCIÓN COSTES DE PROTECCIÓN CATÓDICA (C3_PC)
    % ------------------------------------------------------------------
    C3_PC(j,1)=((c_a*m_an)+600)*ceil(8760*((S_aire+((h_ns1-h_LZS)/(h_ns1-
h_ns))*...
        S_parcial)*i_d*t_f)/(u*E*m_an));

    %******COSTES TOTALES DE RECUBRIMIENTO FRENTE A LA CORROSIÓN (C3)******
    % ------------------------------------------------------------------
    C3(j,1)=C3_P(j,1)+C3_R(j,1)+C3_PC(j,1);

    % ******************************************************************
    %                           C4- COSTES DE ENSAMBLAJE
    % ******************************************************************

    %                   FUNCIÓN COSTES DE ENSAMBLAJE (C4)
    % ------------------------------------------------------------------
    C4_A(j,1)=lambda_A*(C1(j,1)+C2_A(j,1)+C3(j,1));
    C4_B(j,1)=lambda_B*(C1(j,1)+C2_B(j,1)+C3(j,1));

    % ******************************************************************
    %                       C6- COSTES DE INSTALACIÓN
    % ******************************************************************
    %                FUNCIÓN COSTES DE INSTALACIÓN (C6)
    % ------------------------------------------------------------------
    t_inst_fijo=t_carga+t_inst_plantilla+t_desm_plantilla+...
        t_inst_jacket+t_grout;
    t_inst_variable=t_carga+t_inst_pilote+t_hinc_pilote;
    C6(j,1)=c_mov_emb+(f_correc_met*c_diario_emb*((t_inst_fijo+...
        t_inst_variable*n_patas)/24));

    % ******************************************************************
    %                             COSTE TOTAL
    % ******************************************************************
    Cost_A(j,1)=C1(j,1)+C2_A(j,1)+C3(j,1)+C4_A(j,1)+C6(j,1);
    Cost_B(j,1)=C1(j,1)+C2_B(j,1)+C3(j,1)+C4_B(j,1)+C6(j,1);

    %                         RELACIÓN COSTE/MASA
    % ------------------------------------------------------------------
    Cost_Mass_A(j,1)=Cost_A(j,1)/mass_T(j,1);
    Cost_Mass_B(j,1)=Cost_B(j,1)/mass_T(j,1);
end
```

```
fprintf(['----------------------------------------------------Coste con...'
...
    'la estrategia de ensamblaje A:-----------------------------------
\n']);
T_COSTA = array2table([num, mass_T, C1, C2_A, C3, C4_A, C6, Cost_A], ...
    'VariableNames', {'Diseño', 'Masa', 'c1', 'c2', 'c3','c4','c5-6', 'Coste
total'});
disp(T_COSTA);

fprintf(['----------------------------------------------------Coste con
...' ...
    'la estrategia de ensamblaje B:-----------------------------------
\n']);
T_COSTB = array2table([num, mass_T, C1, C2_B, C3, C4_B, C6, Cost_B], ...
    'VariableNames', {'Diseño', 'Masa', 'c1', 'c2', 'c3','c4','c5-6', 'Coste
total'});
disp(T_COSTB);


% ************************************************************************
%                                 GRAFICAS
% ************************************************************************


%Gráfica de  masa, en función de nº patas (color) y nº bracings (eje x).
%---------------------------MASA VS NIVELES-------------------------------

figure(1)
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.2, mass_T(i), 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), mass_T(i), 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.2, mass_T(i), 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
```

```
end

xlabel('Número de niveles de brazos', 'FontSize', 32);
ylabel('Masa del jacket (kg)', 'FontSize', 32);
xlim([0.7*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
ylim([0.9*min(mass_T), 1.9*max(mass_T)]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Peso de las estructuras prediseñadas', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels

%-------------------------------------------------------------------------
%----------------------------COSTE VS NIVELES-----------------------------
figure(2)
%-------
subplot (1,2,1);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.3, Cost_A(i)/1e6, 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), Cost_A(i)/1e6, 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.3, Cost_A(i)/1e6, 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Número de niveles de brazos', 'FontSize', 32);
```

```
ylabel('Coste total del jacket (M€)', 'FontSize', 32);
xlim([0.7*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
ylim([0.9*min(Cost_B/1e6), 1.2*max(Cost_A/1e6)]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia A', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels

%-------
subplot (1,2,2);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.3, Cost_B(i)/1e6, 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), Cost_B(i)/1e6, 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.3, Cost_B(i)/1e6, 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Número de niveles de brazos', 'FontSize', 32);
ylabel('Coste total del jacket (M€)', 'FontSize', 32);
xlim([0.7*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
ylim([0.9*min(Cost_B)/1e6, 1.2*max(Cost_A)/1e6]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);
```

```
grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia B', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels

%-------------------------------------------------------------------------
%----------------------------COSTE VS MASA--------------------------------
figure(3)
%--------
subplot (1,2,1);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(mass_T(i), Cost_A(i)/1e6, 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(mass_T(i), Cost_A(i)/1e6, 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(mass_T(i)+0.3, Cost_A(i)/1e6, 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Masa del jacket (kg)', 'FontSize', 32);
ylabel('Coste del jacket (M€)', 'FontSize', 32);
ylim([0.9*min(Cost_B)/1e6, 1.2*max(Cost_A)/1e6]);
xlim([0.9*min(mass_T), 1.1*max(mass_T)]);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'XScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;
```

```
if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia A', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels

%--------
subplot (1,2,2);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(mass_T(i), Cost_B(i)/1e6, 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(mass_T(i), Cost_B(i)/1e6, 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(mass_T(i)+0.3, Cost_B(i)/1e6, 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Masa del jacket (kg)', 'FontSize', 32);
ylabel('Coste del jacket (M€)', 'FontSize', 32);
xlim([0.9*min(mass_T), 1.1*max(mass_T)]);
ylim([0.9*min(Cost_B)/1e6, 1.2*max(Cost_A)/1e6]);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'XScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia B', 'FontSize', 32);
clear handles
```

```
clear labels

%-------------------------------------------------------------------------
%-------------------------COSTE/MASA Y NIVELES----------------------------

figure(4)
%-------
subplot (1,2,1);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.3, Cost_Mass_A(i), 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), Cost_Mass_A(i), 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.3, Cost_Mass_A(i), 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Número de niveles de brazos', 'FontSize', 32);
ylabel('Coste específico (€/kg)', 'FontSize', 32);
xlim([0.7*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
ylim([0.9*min(Cost_Mass_B), 1.2*max(Cost_Mass_A)]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia A', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels
```

```
%-------
subplot (1,2,2);
handles = [];
labels = {};

for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.3, Cost_Mass_B(i), 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), Cost_Mass_B(i), 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.3, Cost_Mass_B(i), 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Número de niveles de brazos', 'FontSize', 32);
ylabel('Coste específico (€/kg)', 'FontSize', 32);
xlim([0.7*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
ylim([0.9*min(Cost_Mass_B), 1.2*max(Cost_Mass_A)]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Estrategia B', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels


%-------------------------------------------------------------------------
%----------------RELACIÓN VOLUMENES PTN/PTBD Y NIVELES--------------------
figure(5)
handles = [];
labels = {};
```

```
for i = 1:n_jackets
    if inputs.T.n_leg(i) == 3
        h = plot(inputs.T.n_br(i)-0.2, r_Vol(i), 'rx', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '3 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '3 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 4
        h = plot(inputs.T.n_br(i), r_Vol(i), 'bs', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '4 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '4 patas';
        end

    elseif inputs.T.n_leg(i) == 5
        h = plot(inputs.T.n_br(i)+0.2, r_Vol(i), 'gd', ...
                 'LineStyle', 'none', 'MarkerSize', 10, 'LineWidth', 2);
        hold on;
        if ~any(strcmp(labels, '5 patas'))
            handles(end+1) = h;
            labels{end+1} = '5 patas';
        end
    end
end

xlabel('Número de niveles', 'FontSize', 32);
ylabel('Relación', 'FontSize', 32);
xlim([0.8*min(inputs.T.n_br), 1.1*max(inputs.T.n_br)]);
xticks(min(inputs.T.n_br)-1:max(inputs.T.n_br)+1);
ylim([0 , 1.9*max(r_Vol)]);
set(gca, 'YScale', 'log');
set(gca, 'FontSize', 22);

grid on;

if ~isempty(handles)
    legend(handles, labels);
end

title('Relación volumen(masa) normalizado/bajo demanda', 'FontSize', 32);
clear handles
clear labels

%-------------------------GUARDAR RESULTADO EN .mat----------------------
inputs.T.mass_T=(mass_T);
inputs.T.Cost_A=(Cost_A);
inputs.T.Cost_Mass_A=(Cost_Mass_A);
inputs.T.Cost_B=(Cost_B);
inputs.T.Cost_Mass_B=(Cost_Mass_B);
T=inputs.T;
save('resultadoCostes.mat', 'T');
```